

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR



Departamento de tecnología electrónica

Ingeniería Técnica Industrial

Electrónica Industrial

PROYECTO FIN DE CARRERA

*Análisis comparativo de inversores fotovoltaicos
de conexión a red de diferentes tecnologías*

Autor: Roberto Ortiz Casas

Tutor: Vicente Salas Merino

ÍNDICE DE FIGURAS

2. INTRODUCCIÓN	8
FIGURA 2.1. ESQUEMA CENTRAL HIDROELÉCTRICA.	9
FIGURA 2.2. EJEMPLO DE PANELES SOLARES. FUENTE: HTTP://TODOELECTRONICA.COM	10
FIGURA 2.3. EJEMPLO CICLO BIOMASA. FUENTE: HTTP://WWW.ECO-SOSTENIBLE.COM	11
FIGURA 2.4. EJEMPLO GENERADORES EÓLICOS.	11
FIGURA 2.5. EJEMPLO CICLO GEOTÉRMICO. FUENTE: HTTP://PELUSARADICAL.BLOGSPOT.COM.ES	12
FIGURA 2.6. EJEMPLO GENERACIÓN DE ENERGÍA POR CORRIENTES MARÍTIMAS.	13
FIGURA 2.7. ESQUEMA EFECTO FOTOELÉCTRICO.	16
FIGURA 2.8. FUNCIONAMIENTO DE UNA CÉLULA FOTOVOLTAICA. FUENTE: HTTP://WWW.ONI.ESCUELAS.EDU.AR	17
FIGURA 2.9. RADIACIÓN SOLAR FRENTE A LA HORA DEL DÍA EN EL MES DE MARZO DEL 2011.	18
FIGURA 2.10. RADIACIÓN SOLAR EN ESPAÑA. FUENTE: WWW.CLEANERGYSOLAR.COM	22
FIGURA 2.11. EVOLUCIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS EN ESPAÑA. FUENTE: HTTP://ASIF.ORG/	24
FIGURA 2.12. EVOLUCIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS MUNDIAL. FUENTE: CLEANERGYSOLAR.COM	24
FIGURA 2.13. EVOLUCIÓN Y PREVISIÓN (2011 – 2015) DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS EN ESPAÑA SEGÚN LA EPIA. FUENTE: HTTP://WWW.ENERGIASOLARESP.COM	25
FIGURA 2.14. CAPACIDAD ELÉCTRICA INSTALADA EN ENERGÍA FOTOVOLTAICA A 31-12-2013. FUENTE: IEA.....	27
FIGURA 2.15. EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD FOTOVOLTAICA TOTAL INSTALADA DE 1992 A 2013. FUENTE: IEA	30
FIGURA 2.16. EVOLUCIÓN ANUAL DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS DE 1992 A 2013. FUENTE: IEA.....	31
3. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	32
FIGURA 3.1. ESQUEMA DE SISTEMA AISLADO O AUTÓNOMO. FUENTE: HTTP://WWW.ATMOSFERIS.COM	33
FIGURA 3.2. SISTEMA DE CONEXIÓN A RED INSTALADO EN TEJADO DE VIVIENDA. FUENTE: HTTP://ES.PVSOLARCHINA.COM	35
FIGURA 3.3. PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA. FUENTE: HTTP://WWW.RENOVABLES-ENERGIA.COM ...	36
FIGURA 3.4. ESQUEMA DE SISTEMA CONECTADO A RED. FUENTE: HTTP://WEB.ING.PUC.CL	36
FIGURA 3.5. ESQUEMA UNIFILAR DE PLANTA FOTOVOLTAICA DE CONEXIÓN A RED.	37
FIGURA 3.6. ESQUEMA GENERADOR FOTOVOLTAICO.	39
FIGURA 3.7. EJEMPLO DE CURVAS IV Y PV PARA UN MÓDULO. FUENTE: HTTP://SOLAR.NMSU.EDU ..	42

FIGURA 3.8. TIPO MONOCRISTALINO. FUENTE: HTTP://WWW.DIRECTINDUSTRY.ES	43
FIGURA 3.9. TIPO POLICRISTALINO. FUENTE: HTTP://WWW.ELECTRICIDAD-GRATUITA.COM	44
FIGURA 3.10. TIPO AMORFO (SI-A). FUENTE: HTTP://ES.ENGADGET.COM	45
FIGURA 3.11. TIPO CdTe. FUENTE: HTTP://BLOG.TECHNOSUN.COM	46
FIGURA 3.12. TIPO CIS. FUENTE: HTTP://ES.ALIEXPRESS.COM	47
FIGURA 3.13. CÉLULA DE CONCENTRACIÓN. FUENTE: HTTP://WWW.ECOLOGIAVERDE.COM	48
FIGURA 3.14. TIPO DSC. FUENTE: HTTP://WWW.CONSOLIDERHOPE.UJI.ES	49
FIGURA 3.15. CAJA DE CONEXIONES. FUENTE: HTTP://WWW.DIRECTINDUSTRY.ES	50
FIGURA 3.16. SISTEMA DE SEGUIMIENTO SOLAR. FUENTE: HTTP://WWW.TERMOSOLAR.RENOVETEC.COM	54
4. INVERSOR FOTOVOLTAICO.....	57
FIGURA 4.1. ESQUEMA AISLAMIENTO GALVÁNICO EN BAJA FRECUENCIA	60
FIGURA 4.2. ESQUEMA AISLAMIENTO GALVÁNICO EN ALTA FRECUENCIA	61
FIGURA 4.3. ESQUEMA SIN AISLAMIENTO GALVÁNICO	61
FIGURA 4.4. ESQUEMA DE CONEXIÓN DEL INVERSOR CENTRAL.	63
FIGURA 4.5. ESQUEMA DE CONEXIÓN DE LOS INVERSORES MODULARES.	64
FIGURA 4.6. ESQUEMA DE CONEXIÓN DE LOS INVERSORES INTEGRADOS.	64
FIGURA 4.7. ESQUEMA DE FUNCIONAMIENTO DE UN INVERSOR MONOFÁSICO.	65
FIGURA 4.8. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE LA MODULACIÓN PWM	65
FIGURA 4.9. MPP DE UN GENERADOR FOTOVOLTAICO.	66
5. ANÁLISIS COMPARATIVO	72
FIGURA 5.1. ESQUEMA DE LAS PLANTAS.	73
FIGURA 5.2. POTENCIA DE SALIDA FRENTE AL TIEMPO EL 21 /11/ 2012.	75
FIGURA 5.3. POTENCIA DE SALIDA FRENTE AL TIEMPO EL 21 /11/ 2012 (MAÑANA).....	76
FIGURA 5.4. POTENCIA DE SALIDA FRENTE AL TIEMPO EL 21 /11/ 2012 (TARDE)	76
FIGURA 5.5. POTENCIA DE SALIDA FRENTE AL TIEMPO (AMANECER)	78
FIGURA 5.6. POTENCIA DE SALIDA FRENTE AL TIEMPO (ANOCHECER).....	78
FIGURA 5.7. POTENCIA DE SALIDA FRENTE A LA MPPV EL 20/11/2012 (AGILO).....	79
FIGURA 5.8. POTENCIA DE SALIDA FRENTE A LA MPPV EL 20/11/2012 (IG 400)	80
FIGURA 5.9. POTENCIA DE SALIDA Y POTENCIA DE ENTRADA CON RESPECTO A LA HORA DEL DÍA EL 21/11/2012 (AGILO)	81
FIGURA 5.10. POTENCIAS DE SALIDA Y ENTRADA CON RESPECTO A LA HORA DEL DÍA EL 21/11/2012 (IG 400)	81
FIGURA 5.11. RENDIMIENTO (%) FRENTE A POTENCIA NOMINAL DE CC (%) EL 20/11/2012 (AGILO)	82
FIGURA 5.12. RENDIMIENTO (%) FRENTE A POTENCIA NOMINAL DE CC (%) EL 20/11/2012 (IG 400).....	83
FIGURA 5.13. RENDIMIENTO (%) FRENTE A POTENCIA NOMINAL DE CC NORMALIZADA (%)EL 20/11/2012CORRESPONDIENTE AL FRONIUS AGILO.	84

FIGURA 5.14. RENDIMIENTO (%) FRENTE A POTENCIA NOMINAL DE CC NORMALIZADA (%) EL 20/11/2012 CORRESPONDIENTE AL FRONIUS IG 400.	85
FIGURA 5.15. RENDIMIENTO (%) FRENTE A POTENCIA NOMINAL DE CC NORMALIZADA (%) CORRESPONDIENTE A AMBOS INVERSORES.	86
FIGURA 5.16. Tensión DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA CON RESPECTO A LA HORA DEL DÍA EL 21 /11/ 2012 PARA AMBOS INVERSORES.	89
FIGURA 5.17. Tensión DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA CON RESPECTO A LA HORA DEL DÍA PARA AMBOS INVERSORES (AMANECER).	90
FIGURA 5.18. Tensión DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA CON RESPECTO A LA HORA DEL DÍA PARA AMBOS INVERSORES (ANOCHECER).	91
FIGURA 5.19. Tensión DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA CON RESPECTO A LA POTENCIA NOMINAL EL 21/11/2012 DE CC NORMALIZADA (%).....	92
FIGURA 5.20. POTENCIA REACTIVA (VAR) FRENTE A LA HORA DEL DÍA EL 21 /11/ 2012 PARA AMBOS INVERSORES (MAÑANA).	93
FIGURA 5.21. POTENCIA REACTIVA (VAR) FRENTE A LA HORA DEL DÍA EL 21 /11/ 2012 PARA AMBOS INVERSORES (TARDE).	94
FIGURA 5.22. POTENCIA REACTIVA (VAR) FRENTE A LA POTENCIA NOMINAL DE CC NORMALIZADA (%) EL 21 / 11 / 2012 PARA EL FRONIUS AGILO.	95
FIGURA 5.23. POTENCIA REACTIVA (VAR) FRENTE A LA POTENCIA NOMINAL DE CC NORMALIZADA (%) EL 21 / 11 / 2012 PARA EL FRONIUS IG 400.	96
FIGURA 5.24. TRIÁNGULO DE POTENCIAS.	97
FIGURA 5.25. FACTOR DE POTENCIA FRENTE A LA HORA DEL DÍA EL 21 / 11 / 2012 PARA AMBOS INVERSORES.	99
FIGURA 5.26. FACTOR DE POTENCIA FRENTE A LA POTENCIA NOMINAL DE CC NORMALIZADA EL 21 / 11 / 2012 (AGILO)	100
FIGURA 5.27. FACTOR DE POTENCIA FRENTE A LA POTENCIA NOMINAL DE CC NORMALIZADA EL 21 / 11 / 2012 (IG 400)	101

ÍNDICE CONTEXTO

1. OBJETIVOS	7
2. INTRODUCCIÓN	8
2.1 ENERGÍAS RENOVABLES.....	8
2.1.1. TIPOS DE ENERGÍAS RENOVABLES	8
2.2. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	13
2.2.1. VENTAJAS DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	14
2.3. EL EFECTO FOTOELÉCTRICO	15
2.3.1. EL EFECTO FOTOVOLTAICO	16
2.4. LA RADIACIÓN SOLAR.....	17
2.4.1. TIPOS DE RADIACIÓN SOLAR	19
2.5. EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA	21
2.5.1. ACTUALIDAD DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA (2011 – 2014).....	26
2.5.2. ACTUALIDAD DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA MUNDIAL (IEA)	29
3. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	32
3.1. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AISLADOS O AUTÓNOMOS	32
3.2. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DE CONEXIÓN A RED.....	34
3.2.1. ELEMENTOS DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DE CONEXIÓN A RED	37
3.2.1.1. GENERADOR FOTOVOLTAICO.....	38
3.2.1.2. CAJAS DE CONEXIONES	50
3.2.1.3. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA	51
3.2.1.4. ESTRUCTURA SOPORTE DE PANELES.....	52
3.2.1.5. SISTEMA DE PROTECCIÓN DE CARGAS POR VIENTO	54
3.2.1.6. CONTADOR DE ENERGÍA	55
3.2.1.7. INVERSOR	55
4. INVERSOR FOTOVOLTAICO.....	57
4.1. CLASIFICACIÓN.....	58
4.2. TIPOLOGÍAS.....	61
4.2.1. SEGÚN LA APLICACIÓN.....	62
4.2.2. SEGÚN LA FORMA DE ONDA.....	62
4.2.3. SEGÚN LA CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA.....	63
4.3. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO	64
4.3.1. SELECCIÓN DEL INVERSOR	67
4.4. CARACTERÍSTICAS DE LOS INVERSORES UTILIZADOS EN ESTE PROYECTO	68



4.4.1. CARACTERÍSTICAS COMUNES.....	68
4.4.2. CARACTERÍSTICAS ESPECÍFICAS.....	69
5. ANÁLISIS COMPARATIVO	72
5.1. INTRODUCCIÓN.....	72
5.2. ANÁLISIS DE LAS MEDIDAS	73
5.2.1. POTENCIA DE SALIDA	74
5.2.2. RENDIMIENTO.....	80
5.2.3. TENSIÓN DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA (MPPV).....	89
5.2.4. POTENCIA REACTIVA.....	92
5.2.5. FACTOR DE POTENCIA ($\cos \phi$).....	97
5.2.5.1. CALCULO DEL FACTOR DE POTENCIA	97
5.2.5.2. ESTUDIO DEL FACTOR DE POTENCIA	99
5.3. CONCLUSIONES	102
5.3.1. POTENCIA DE SALIDA	102
5.3.2. RENDIMIENTO.....	103
5.3.3. TENSIÓN DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA (MPPV).....	104
5.3.4. POTENCIA REACTIVA	104
5.3.5. FACTOR DE POTENCIA ($\cos \phi$).....	105
6. CONCLUSIONES.....	107
6.1. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	107
6.2. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DE CONEXIÓN A RED.....	107
6.3. INVERSOR FOTOVOLTAICO	108
6.4. ANÁLISIS COMPARATIVO	108
7. NORMATIVA	109
8. BIBLIOGRAFÍA	111
8.1. LIBROS Y PUBLICACIONES	111
8.2. PÁGINAS WEB	112
9. ANEXOS	113

1. OBJETIVOS

El objetivo principal de este proyecto fin de carrera es estudiar el comportamiento de inversores fotovoltaicos de conexión a red de diferentes tecnologías y decidir qué tipo de tecnología es más apropiada según la situación de funcionamiento. Para ello se va a analizar, mediante una comparación gráfica y analítica, el comportamiento de dos diferentes tecnologías de inversores implantados en sistemas fotovoltaicos de conexión a red de 100 kW de potencia nominal.

Además, como objetivo general, se tratará de acercarse un poco más, y entender un poco mejor, el concepto de la energía fotovoltaica, qué tipo de sistemas fotovoltaicos podemos encontrar, cómo se compone y funciona el sistema fotovoltaico de conexión a red y qué función desempeña el inversor fotovoltaico dentro de ese sistema.

Estos conceptos principales serán explicados en los primeros capítulos del proyecto, y nos servirán para poder entender mejor el capítulo 5 correspondiente al análisis, ya que deberemos tener cuenta algunos conceptos básicos sobre energía fotovoltaica para conseguir dicho objetivo.

Dicho análisis consistirá en un estudio de algunos de los parámetros principales de dos tipos de inversores, de tecnologías diferentes, para estudiar el comportamiento de ambos ante distintas condiciones de funcionamiento.

Los parámetros de estudio son medidas reales tomadas los días 20 y 21 de noviembre del 2012, aunque como se explicará en el capítulo correspondiente al análisis, el estudio se centrará más en el día 21, en el que las condiciones climatológicas son las más idóneas para el estudio.

El programa que se utilizará para el tratamiento de los datos y la realización de las gráficas es el *OriginLab*, aconsejado y facilitado por mi tutor, Vicente Salas.

2. INTRODUCCIÓN

2.1 ENERGÍAS RENOVABLES

Se denomina energía renovable a la energía que se obtiene de fuentes a priori inagotables, ya que la cantidad de energía que contienen es inmensa y, a nuestros ojos, se podría considerar infinita. Además, estas fuentes de energía son capaces de regenerarse por medios naturales.

Las energías renovables presentan beneficios medioambientales porque son la alternativa a las energías no renovables, tales como el carbón, el petróleo, el gas natural, la energía nuclear, etc. Esto es beneficioso porque las energías no renovables se agotan y, además, contaminan. Se considera a las energías renovables la única forma de evitar el calentamiento global de la Tierra, reduciendo con ellas la emisión de CO₂. Se dice que son las energías del futuro ya que sus fuentes no desaparecerán nunca, por lo menos, mientras la Tierra siga existiendo, y los seres humanos la habitemos. Otra ventaja de las energías renovables es las posibilidades de empleo que genera, ya que las inversiones en proyectos de estas energías utilizan materiales y recursos humanos para construir y mantener las instalaciones, además de proveer de suministro energético a la región. Por consiguiente, si aumenta el uso de las fuentes renovables, disminuirá la dependencia de energía en los países exportadores de ésta.

2.1.1. TIPOS DE ENERGÍAS RENOVABLES

Energía hidráulica

Se denomina energía hidráulica o energía hídrica a aquella que se obtiene del aprovechamiento de las energías cinética y potencial de la corriente del agua, saltos de agua o mareas. Es un tipo de energía verde cuando su impacto ambiental es mínimo y usa la fuerza hídrica sin represarla, en caso contrario es considerada sólo una forma de energía renovable.

La forma de obtener este tipo de energía se hace mediante las centrales hidroeléctricas, cuyo funcionamiento es el que se muestra a continuación: cuando el

Sol calienta la Tierra, además de generar corrientes de aire, hace que el agua del mar, principalmente, se evapore y ascienda por el aire y se mueva hacia las regiones montañosas, para luego caer en forma de lluvia. Esta agua se puede coleccionar y retener mediante presas. Parte del agua almacenada se deja salir para que se mueva los álabes de una turbina engranada con un generador de energía eléctrica.



Figura 2.1. Esquema central hidroeléctrica.

Energía solar

La energía solar es la energía que se genera por aprovechamiento de las cualidades del sol. La energía solar es una fuente de vida y origen de la mayoría de las demás formas de energía en la Tierra. Cada año la radiación solar aporta a la Tierra la energía equivalente a varios miles de veces la cantidad de energía que consume la humanidad.

Recogiendo de forma adecuada la radiación solar, esta puede transformarse en otras formas de energía como energía térmica o energía eléctrica utilizando paneles solares.

El funcionamiento de la energía solar y la creación de energía por parte de los paneles será explicado en los apartados siguientes.



Figura 2.2. Ejemplo de paneles solares. Fuente: <http://todoelectronica.com>

Biomasa

La formación de biomasa a partir de la energía solar se lleva a cabo por el proceso denominado fotosíntesis vegetal que a su vez es desencadenante de la cadena biológica. Mediante la fotosíntesis las plantas que contienen clorofila, transforman el dióxido de carbono y el agua de productos minerales sin valor energético, en materiales orgánicos con alto contenido energético y a su vez sirven de alimento a otros seres vivos. La biomasa mediante estos procesos almacena a corto plazo la energía solar en forma de carbono. La energía almacenada en el proceso fotosintético puede ser posteriormente transformada en energía térmica, eléctrica o carburantes de origen vegetal, liberando de nuevo el dióxido de carbono almacenado.

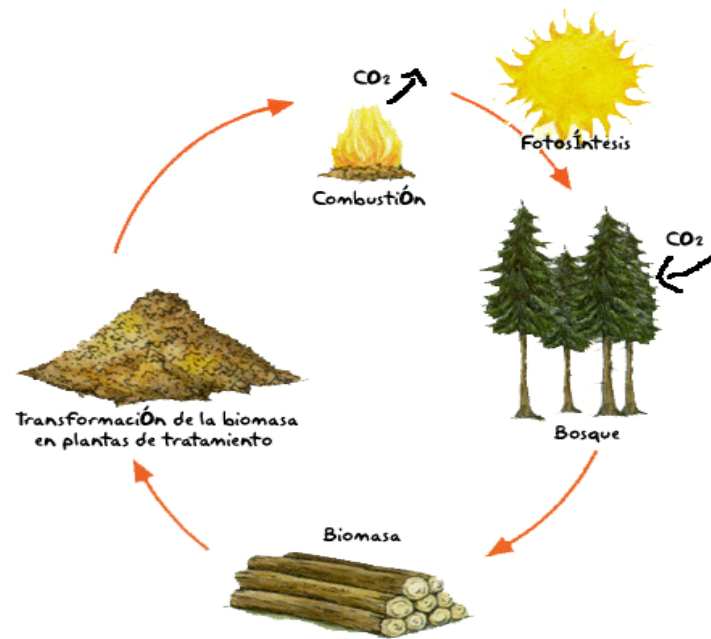


Figura 2.3. Ejemplo ciclo biomasa. Fuente: <http://www.eco-sostenible.com>

Energía eólica

La energía eólica es la energía obtenida de la fuerza del viento, es decir, mediante la utilización de la energía cinética generada por las corrientes de aire. Se obtiene a través de unas turbinas eólicas son las que convierten la energía cinética del viento en electricidad por medio de aspas o hélices que hacen girar un eje central conectado, a través de una serie engranajes (la transmisión) a un generador eléctrico.



Figura 2.4. Ejemplo generadores eólicos.

Energía geotérmica

La energía geotérmica es aquella energía que puede ser obtenida mediante el aprovechamiento del calor del interior de la Tierra o núcleo de la Tierra.

Parte del calor interno de la Tierra (5.000 °C) llega a la corteza terrestre. En algunas zonas del planeta, cerca de la superficie, las aguas subterráneas pueden alcanzar temperaturas de ebullición, y, por tanto, servir para accionar turbinas eléctricas o para calentar.

El calor del interior de la Tierra se debe a varios factores, entre los que destacan el gradiente geotérmico y el calor radiogénico. Geotérmico viene del griego *geo*, "Tierra"; y de *thermos*, "calor"; literalmente "calor de la Tierra".

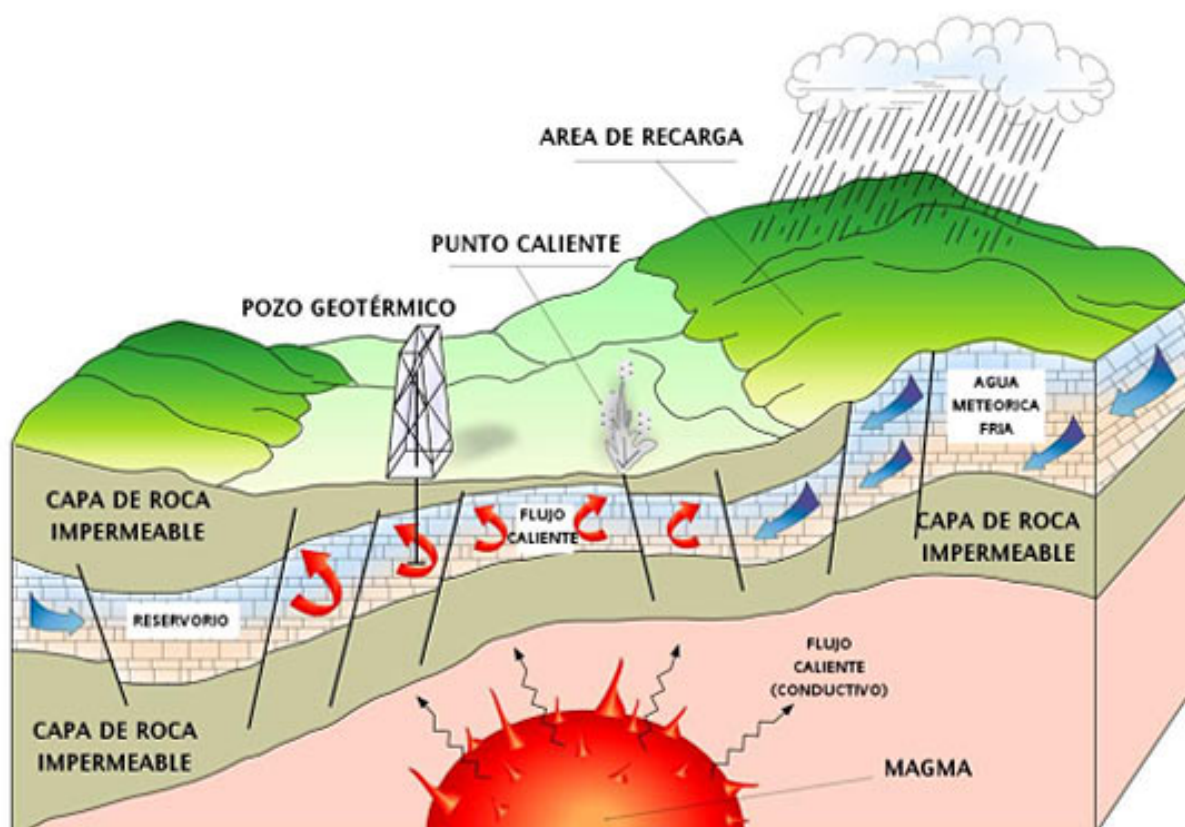


Figura 2.5. Ejemplo ciclo geotérmico. Fuente: <http://pelusaradical.blogspot.com.es>

Energía marina

La energía marina o energía de los mares, también denominada energía de los océanos o energía oceánica, se refiere a la energía renovable producida por las olas del mar, las mareas, la salinidad y las diferencias de temperatura del océano. El movimiento del agua en los océanos del mundo crea un vasto almacén de energía

cinética o energía en movimiento. Esta energía se puede aprovechar para generar electricidad que alimente casas, transporte e industria.

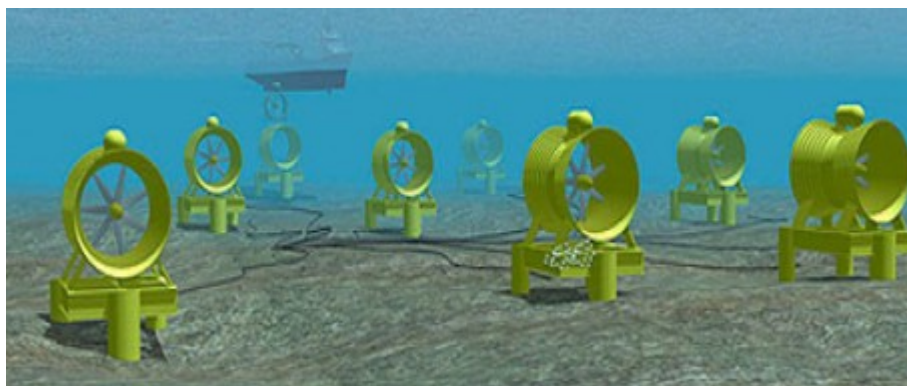


Figura 2.6. Ejemplo generación de energía por corrientes marítimas.

2.2. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La energía solar es obtenida mediante la captación de la luz y el calor que el sol emite. La radiación solar que alcanza la Tierra puede aprovecharse por medio del calor que produce, así como a través de la absorción de la radiación, como es el caso de absorción a través de dispositivos ópticos o de otro tipo. Es una de las energías renovables particularmente del grupo no contaminante, conocido como energía limpia o energía verde.

La potencia de la radiación solar varía según el momento del día, las condiciones atmosféricas que la amortiguan y la latitud. En condiciones estándar, o de buen funcionamiento, el valor de la radiación se dice que es de aproximadamente 1000 W/m^2 en la superficie terrestre. A esta potencia se le da el nombre de irradiancia.

La irradiancia es aprovechada por medio de las celdas fotovoltaicas para producir energía. Estas celdas fotovoltaicas se basan en las propiedades de los materiales semiconductores como el silicio. El funcionamiento es simple, la luz del sol incide en la superficie de la célula fotovoltaica, los fotones de la luz solar transmiten su energía a los electrones del semiconductor para que así puedan circular dentro del sólido. Todas las células fotovoltaicas tienen dos capas de semiconductores, una con carga positiva y otra con carga negativa. Cuando brilla la luz en el semiconductor, el campo eléctrico presente en la unión entre estas dos capas hace que fluya la electricidad, generando una corriente continua. Por lo tanto, un sistema fotovoltaico no necesita luz solar brillante para funcionar. También puede generar electricidad en días nublados o con escasa radiación solar.

Sin embargo, esta energía producida directamente de las células fotovoltaicas, no es aprovechable del todo, o sea, no sirve para ser consumida por cualquier tipo de cliente. Es necesario disponer de un sistema fotovoltaico formado por equipos especialmente contruidos para la transformación y acondicionamiento de la energía. De estos sistemas fotovoltaicos para la generación de energía eléctrica se hablará en el capítulo siguiente.

2.2.1. VENTAJAS DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Algunas de las características que hace que la energía solar fotovoltaica sea preferente o más interesante que otras formas de obtención de energía son las siguientes:

Simplicidad

Los sistemas fotovoltaicos no utilizan mecanismos complicados que puedan llevar a desgaste o rotura de piezas esenciales para el funcionamiento del sistema, por lo que van a requerir un mínimo mantenimiento. Esto es así porque van a generar la electricidad únicamente por la incidencia de luz solar en la superficie del módulo.

Modularidad

Los sistemas fotovoltaicos están diseñados para que el funcionamiento de cada una de las partes o subconjuntos que lo integran se independiente. De tal forma que pueda ser ampliado o modificado con nuevos elementos, produciendo cambios con los elementos ya existentes.

Combustible gratis

El elemento de funcionamiento de la energía solar, obviamente, es el sol, y la radiación es gratis para todo ser humano existente en el planeta.

Seguridad

En los sistemas fotovoltaicos no existe el riesgo de potenciales altos que puedan afectar a personas o aparatos, como existe en otras instalaciones de transformación o producción de energía. No hay elementos inflamables y no existe riesgo de atracción de rayos.

Producción de empleo

La energía fotovoltaica produce puestos de trabajo, como cualquier otro negocio, ya que se requiere diseñar y producir la instrumentación para los sistemas, instalar los elementos, mantenimiento, etc.

Climáticamente segura

Uno de los aspectos más importantes respecto al impacto medioambiental es la contribución a la reducción de emisiones de CO₂ a la atmósfera. Cada KWh generado con este tipo de energía evita la emisión a la atmósfera de aproximadamente un kilo de CO₂, en el caso de comparar con generación eléctrica producida con carbón, y unos 400 gramos de CO₂ en el caso de comparar con generación eléctrica con gas natural.

Los módulos fotovoltaicos son reciclables, y las materias primas se pueden volver a utilizar. Por consiguiente, se reduciría aún más el consumo de energía correspondiente a la tecnología fotovoltaica.

El CO₂ es responsable de más del 50% del efecto invernadero producido por el hombre, por tanto es el contribuyente más importante al cambio climático. La energía solar fotovoltaica ayuda a los países a cumplir con los objetivos del Protocolo de Kioto que entró en vigor el 16 de febrero del 2005.

Impacto medioambiental reducido

Para este tipo de energía el impacto medioambiental más importante se produce por la extracción de las materias primas. Aun así, el impacto es escaso, puesto que la mayor parte de las células fotovoltaicas se fabrican de silicio, material que se obtiene a partir de la arena, y es uno de los elementos más abundantes que se pueden encontrar en la Tierra.

2.3. EL EFECTO FOTOELÉCTRICO

El efecto fotoeléctrico consiste en la emisión de electrones por un material cuando se hace incidir sobre él una radiación electromagnética, luz visible o ultravioleta.

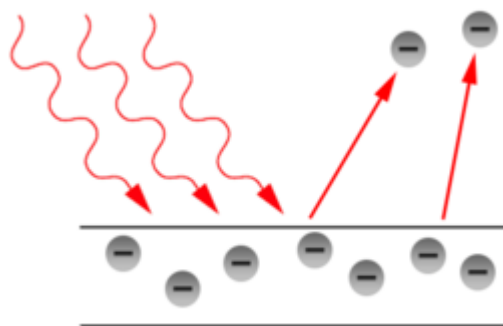


Figura 2.7. Esquema efecto fotoeléctrico.

Se puede designar fotoconductividad o efecto fotovoltaico, según el tipo de interacción entre la luz y la materia. La primera definición corresponde al aumento de la conductividad eléctrica de la materia provocada por la luz, y el segundo a la transformación parcial de la energía luminosa en energía eléctrica. Nos centraremos en esta última.

2.3.1. EL EFECTO FOTOVOLTAICO

Es la base del proceso de producción de energía solar, en el cual, una célula fotovoltaica convierte la luz solar incidente en la superficie en electricidad.

La luz solar está compuesta por fotones, que son partículas energéticas. Estos fotones son de diferentes energías, correspondientes a las diferentes longitudes de onda del espectro solar. Cuando los fotones inciden sobre la célula fotovoltaica, pueden ser reflejados o absorbidos o pasar a través de ella. Sólo los fotones absorbidos generan electricidad. Cuando un fotón es absorbido la energía del fotón se transfiere a un electrón de un átomo de la célula. Con esta energía el electrón es capaz de escapar de su posición normal asociada con un átomo para formar parte de una corriente en un circuito eléctrico.

Una de las partes más importantes de la célula solar va a ser la capa o capas de semiconductores, ya que va a ser donde se cree la corriente de electrones. Los semiconductores, utilizados para la fabricación de las células, van a ser especialmente tratados para formar dos capas diferentemente dopadas (tipo p y tipo n) para formar un campo eléctrico positivo en una parte y negativo en otra.

Cuando la luz solar incide en la célula se liberan electrones que pueden ser atrapados por el campo eléctrico, formando una corriente eléctrica. Por eso, estas

células se fabrican a partir de este tipo de materiales, es decir, materiales que actúan como aislantes a baja temperatura y como conductores cuando se aumenta la energía.

Además de los semiconductores, las células solares están formadas por una malla metálica superior u otro tipo de material para recolectar los electrones del semiconductor y transferirlos a la carga externa y un contacto posterior para completar el circuito eléctrico. También, en la parte superior de la célula, va a haber un vidrio u otro tipo de material encapsulado transparente para sellarla y protegerla de las condiciones medioambientales, y una capa anti reflexiva para aumentar el número de fotones absorbidos.

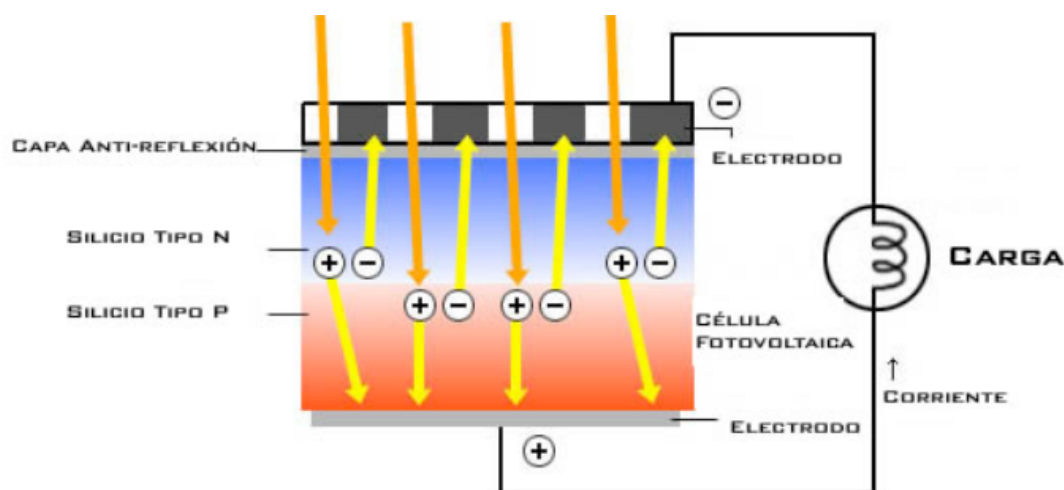


Figura 2.8. Funcionamiento de una célula fotovoltaica. Fuente: <http://www.oni.escuelas.edu.ar>

El rendimiento de conversión es la proporción de luz solar que la célula puede convertir en energía eléctrica, y es fundamental en los dispositivos fotovoltaicos, ya que el aumento del rendimiento hace de la energía solar fotovoltaica una energía más competitiva.

2.4. LA RADIACIÓN SOLAR

Se conoce por radiación solar al conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el sol y que inciden sobre una superficie.

El sol es una estrella, un cuerpo celeste que emite energía siguiendo la ley de Planck a una temperatura que ronda los 6000 K. La radiación solar se distribuye desde infrarrojo hasta ultravioleta, esto significa que se distribuye en toda la gama del

espectro electromagnético, afectando incluso a las ondas de radio, por ejemplo. Pero para los fines de aprovechamiento de su energía, sólo es importante la llamada radiación térmica que incluye sólo el ultravioleta, la radiación visible y la infrarroja.

La energía que incide en la superficie terrestre es determinada por tres factores, la distancia entre el Sol y la Tierra, el diámetro del Sol y la temperatura del solar. En el campo de la ingeniería se considera que el flujo de energía que emite el Sol es constante, aunque eso puede ser motivo de debate.

Pero no toda la radiación alcanza la superficie de la tierra, pues las ondas ultravioletas más cortas son absorbidas por los gases de la atmósfera fundamentalmente por el ozono (O_3). La magnitud que mide la radiación solar que llega a la tierra es la irradiancia, que mide la energía que llega a la Tierra por unidad de tiempo y área (W/m^2).

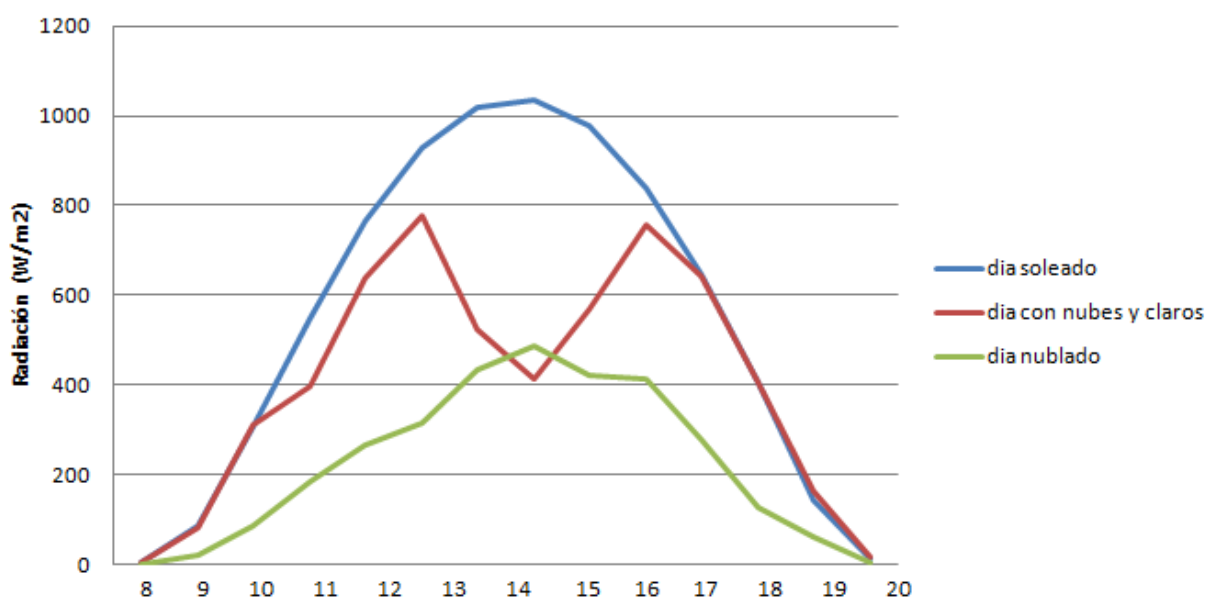


Figura 2.9. Radiación solar frente a la hora del día en el mes de marzo del 2011.

La energía emitida por el Sol no llega a la Tierra de manera uniforme, sino que varía en función de la hora del día (como podemos observar en la figura 2.9), la inclinación estacional del globo terráqueo respecto al Sol, la zona de la superficie terrestre, y otros factores.

2.4.1. TIPOS DE RADIACIÓN SOLAR

En función de cómo reciben la radiación los objetos situados en la superficie terrestre, se pueden distinguir los siguientes tipos de radiación:

Directa

La radiación directa es la que llega directamente del Sol sin haber sufrido cambio alguno en su dirección. Este tipo de radiación se caracteriza por proyectar una sombra definida de los objetos opacos que la interceptan.

Difusa

La radiación difusa va en todas direcciones como consecuencia de las reflexiones y absorciones producidas en las nubes cuando la luz incide sobre ellas. Pero no solo se trata de reflexiones y absorciones producidas por las nubes, sino que también entran en juego otros elementos, como: las partículas de polvo, montañas, árboles, edificios, el propio suelo, etc. Se caracteriza por no producir sombra alguna respecto a los objetos opacos interpuestos. Las superficies horizontales son las que más radiación difusa reciben, ya que ven toda la bóveda celeste, mientras que las verticales reciben menos porque sólo ven la mitad.

Reflejada

Como su propio nombre indica, es la radiación reflejada por la superficie terrestre o suelo. La cantidad de radiación depende del coeficiente de reflexión de la superficie, también llamado albedo. Las superficies horizontales no reciben ninguna radiación reflejada, porque no ven ninguna superficie terrestre y las superficies verticales con las que más radiación reflejada reciben.

Global

La radiación global es la radiación total, o sea, es la suma de las tres radiaciones anteriormente mencionadas, de tal forma que:

$$I_{\text{global}} = I_{\text{directa}} + I_{\text{difusa}} + I_{\text{reflejada}}$$

En un día despejado, con cielo limpio de nubes, la radiación directa es preponderante sobre la radiación difusa. En cambio, en un día nublado no existe radiación directa y la totalidad de la radiación que incide es difusa.

El sol envía energía a la Tierra en una cantidad constante de 1353 W/m^2 . Al entrar en la atmósfera terrestre, de esta cantidad tan sólo una parte llega a la superficie.

La intensidad de la radiación solar sobre la superficie de la tierra está influenciada por varios factores: la forma de la Tierra, los movimientos de la Tierra, las fenomenologías atmosféricas, el ciclo día/noche y la actividad humana.

A la hora de estudiar la inclinación más adecuada con la que se debe orientar los generadores fotovoltaicos, es necesario precisar la posición del Sol en cada instante para optimizar su rendimiento. El sistema más apropiado para definir cada una de estas posiciones es la de coordenadas polares. En este sistema el origen está situado en la posición del receptor. El plano fundamental es el horizontal, tangente a la superficie terrestre. La perpendicular a este plano en dirección a la semiesfera celeste superior define la posición de ZENIT del lugar o zenit local. En la dirección opuesta, a través de la Tierra, se sitúa el NADIR. Las direcciones principales sobre el plano horizontal son la Norte-Sur, intersección con el plano meridiano del lugar, y la perpendicular a ella Este-Oeste, intersección con el plano denominado primer vertical. Respecto al sistema anteriormente descrito, la posición del Sol se define mediante los siguientes parámetros:

Latitud del lugar

Es la complementaria del ángulo formado por la recta que une el zenit y el nadir con el eje polar. Es positivo hacia el Norte y negativo hacia el Sur.

Meridiano del lugar

Es el círculo máximo de la esfera terrestre que pasa por el lugar, por el zenit y por el nadir.

Distancia zenital

Es el ángulo formado por el radio vector punto-Tierra y la vertical del lugar. Es positivo a partir del zenit.

Altura solar

Es el ángulo formado por los rayos solares sobre la superficie horizontal. Ángulo complementario de la distancia zenital.

Ángulo acimutal

Es el ángulo formado por la proyección del Sol sobre el plano del horizonte con la dirección sur. Positivo de 0 a 180 grados hacia el oeste y negativo hacia el este (de 0 a -180 grados).

2.5. EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA

España es uno de los países privilegiados para poder desarrollar las tecnologías y aplicaciones de la energía solar, tanto por sus condiciones geográficas y climatológicas (figura 2.10), como por contar con un nivel de industria adecuado para el desarrollo de estas tecnologías.

En 1921 un ingeniero agrónomo llamado Félix Sancho patenta un aparato destinado a calentar por captación solar agua para usos industriales. El primer aparato construido según su proyecto se instaló en su casa familiar del Puerto de Santa María, y a esta instalación siguieron otras muchas que, desgraciadamente, más tarde fueron olvidadas.

La energía solar fue resurgida otra vez en España a raíz de la crisis energética mundial, cuando a finales de 1974 se creó el Centro de Estudios de la Energía con el fin de actuar ordenadamente en el campo de las energías alternativas.

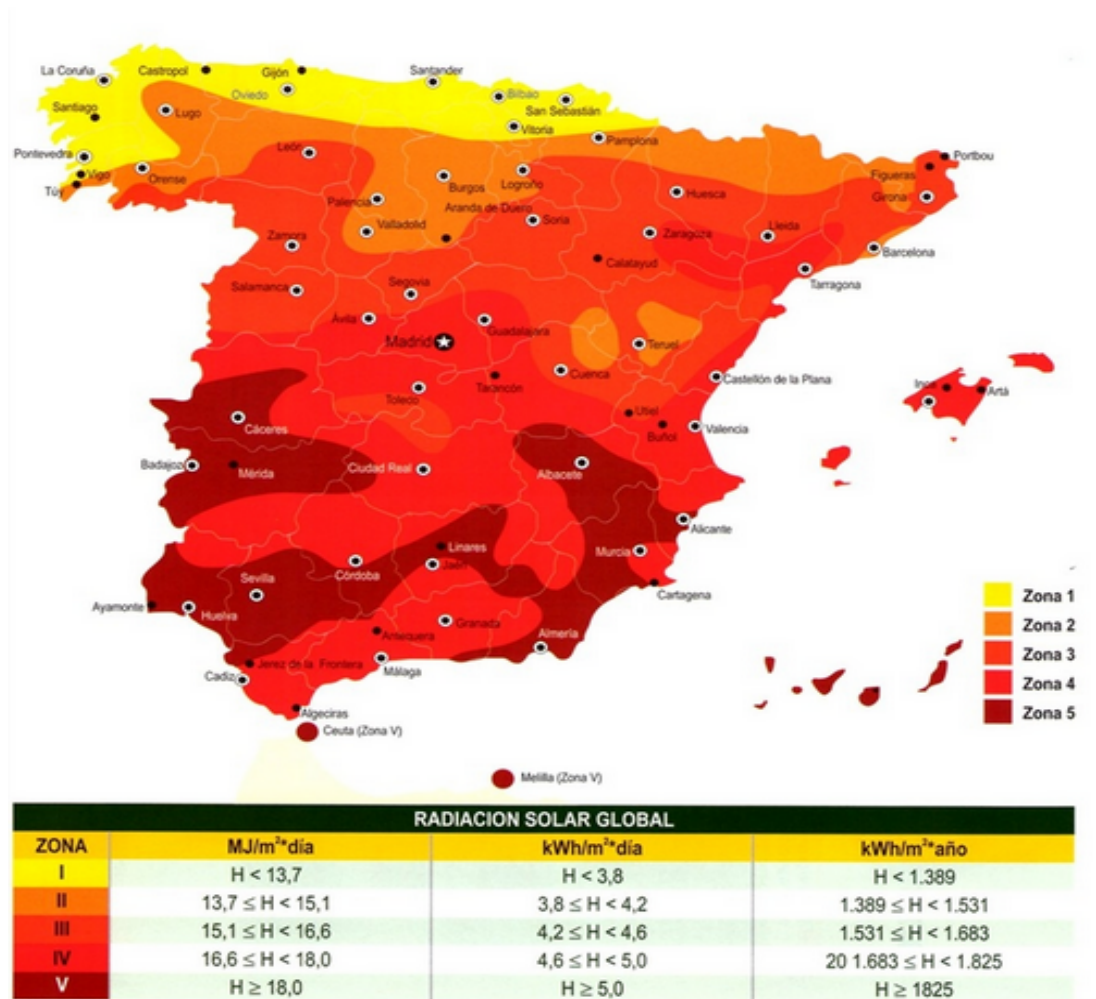


Figura 2.10. Radiación solar en España. Fuente: www.cleanergysolar.com

Para familiarizar al gran público con el aprovechamiento de la energía solar y demostrar su conveniencia y rentabilidad, así como para promocionar la fabricación de estos sistemas, dicho organismo puso en marcha un programa de demostración del aprovechamiento de la energía solar a baja temperatura que permitiera, además, adquirir una experiencia en cuanto a su funcionamiento operativo.

En primera instancia, este programa se aplicó a cuatro centros hospitalarios situados en las provincias de Málaga, Murcia, Las Palmas y Santa Cruz de Tenerife, provincias éstas que se encuentran entre las que reciben una mayor cantidad de radiación solar. En segunda instancia, se aplicó también a la industria, instalándose en diversas plantas de colectores cilindro-parabólicos con objeto de producir vapor de proceso. Entre las más famosas, la planta piloto de desalinización de agua de mar en Arinaga (Las Palmas), que fue abandonada al poco tiempo de su puesta en funcionamiento.

Este programa no sólo ha promovido en España la utilización de esta fuente de energía, sino que también ha posibilitado la creación de una industria nacional en este sector. Con ello se han ampliado las posibilidades económicas de una actividad que, con un elevado grado de tecnología nacional, ha ido creando y manteniendo un cierto número de puestos de trabajo.

España explotó con fuerza en la sociedad de la actividad en energía solar y que la lógica respuesta del mercado pudo ayudar a una instalación efectiva de esta energía en nuestro país, adquiriendo una tecnología lo suficientemente sólida como para que pudiera contemplar con optimismo una implantación internacional importante.

Tanto la producción industrial como la investigación relacionada con la energía solar fotovoltaica que se ha desarrollado en España ocupó un destacado lugar en el panorama mundial. España fue en 2008 el primer país europeo productor de células y paneles fotovoltaicos, con el 10% de la producción mundial.

La producción de paneles fotovoltaicos en España dispone una tecnología muy avanzada y los fabricantes españoles tienen instalaciones y procesos productivos que llegaron a situar a este país en el tercer puesto a escala mundial, después de Estados Unidos y Japón. Para conseguir unas elevadas prestaciones en todo el sistema industrial fotovoltaico es necesaria una intensa y continuada actividad de I+D, tanto en las propias industrias como en los centros de investigación. La industria fotovoltaica está concentrando su actividad de I+D en dos campos importantes. El primero es el desarrollo de paneles fotovoltaicos con mayores niveles de eficiencia y menor coste de fabricación, y el segundo es la mejora de la eficiencia de los dispositivos de electrónica de potencia, de transformación y de protección.

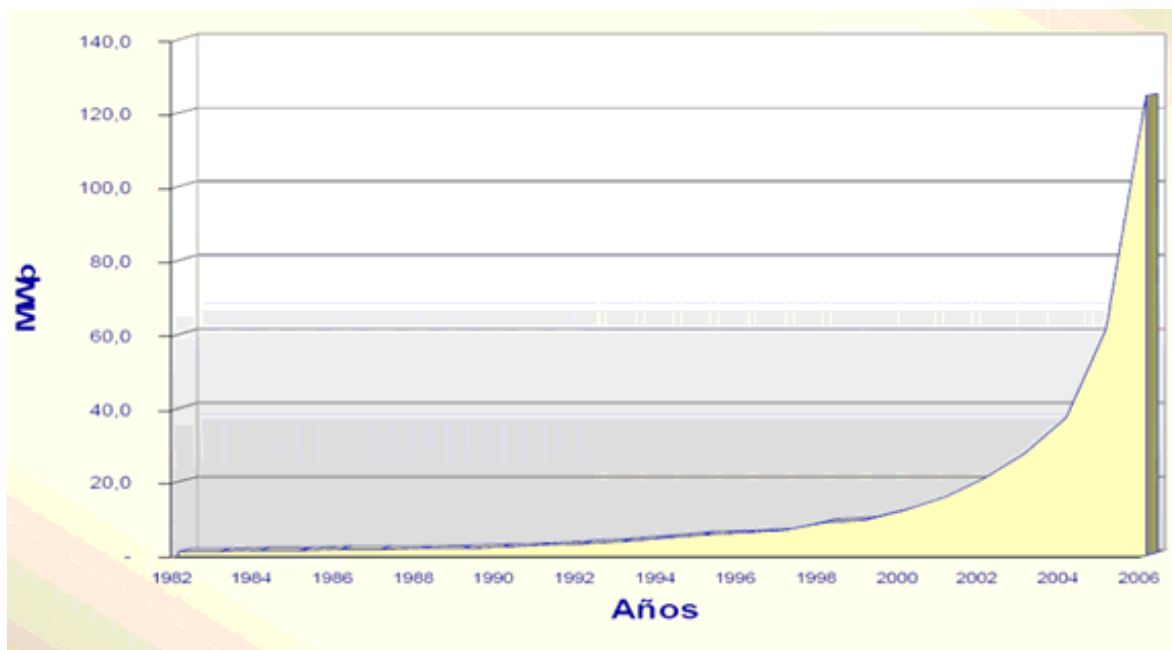


Figura 2.11. Evolución de instalaciones fotovoltaicas en España. Fuente: <http://asif.org/>

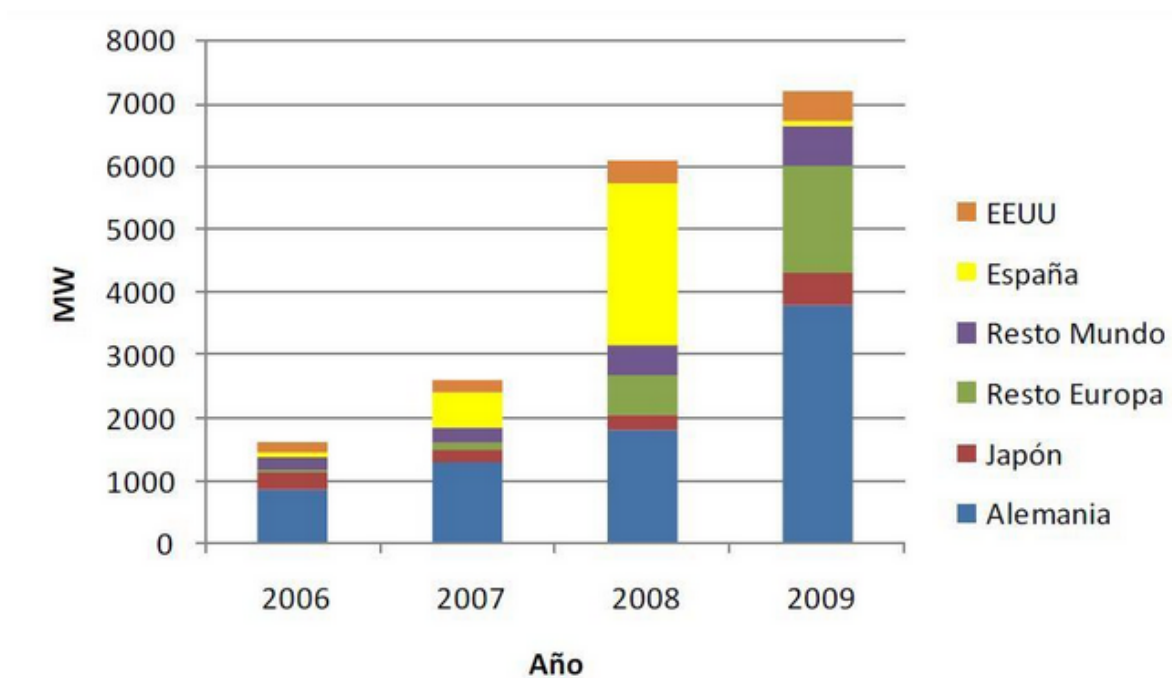


Figura 2.12. Evolución de instalaciones fotovoltaicas mundial. Fuente: cleanergysolar.com

En 2008 el mercado más potente fue el español, con una potencia instalada de 2.661 MW en un solo año, incrementando esta potencia un 385% con respecto al año 2007. Así, pasó a cubrir alrededor del 1,5% de la demanda eléctrica en ese año.

España lideró el mercado mundial con el 45% de la cuota total y Alemania bajó al segundo puesto, con un 27%. Entre los dos países ocuparon alrededor de dos tercios del mercado mundial de instalaciones de producción de electricidad.

Sin embargo, el vertiginoso crecimiento de España, combinado con la crisis mundial, la caída del crédito y la limitación a 500 MW de potencia en energía solar fotovoltaica en 2009 (que se instalaron 17MW), más la bajada impuesta por el gobierno español en los incentivos a esta tecnología, han supuesto un revés para el avance de este tipo de tecnología en España.

Debe considerarse que durante el año 2010 se han instalado unos 370 MW, cifra que no puede compararse con los 2.661 MW instalados durante el año 2008, y que a la vez es menor al cupo total anual establecido en el RD 1578/2008.

De acuerdo al informe publicado por EPIA (European Photovoltaic Industry Association) en 2010, en relación a la evolución prevista para los principales mercados de energía solar fotovoltaica en Europa y en el resto del mundo, la situación de España no fue muy prometedora para los siguientes 5 años.

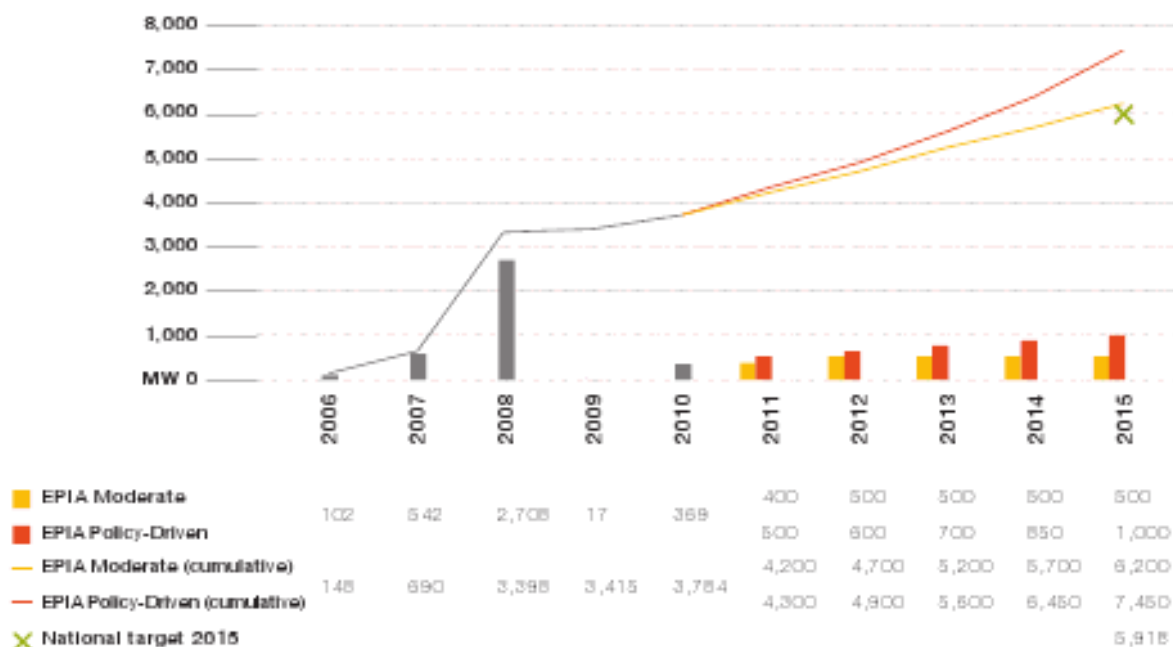


Figura 2.13. Evolución y previsión (2011 – 2015) de las instalaciones fotovoltaicas en España según la EPIA. Fuente: <http://www.energiasolaresp.com>

Informe EPIA sobre la situación en España (2010)

La situación de la energía fotovoltaica en España es muy específica. Con escasas posibilidades para la exportación o importación de electricidad, el sector energético se enfrenta a una situación de exceso de capacidad teórica. En los últimos años, se han instalado varias decenas de GWs (expansión acelerada) de energía eólica y centrales eléctricas de gas junto con casi 4 GW de energía fotovoltaica. Hoy en día, la energía fotovoltaica suministra aproximadamente el 4% de la demanda eléctrica en verano y el 1% en invierno, alcanzando hasta un 15% en verano en algunas regiones como Extremadura y Castilla-La Mancha.

Esto supone una grave limitación para el futuro del mercado español, si las políticas no cambian. El PANER (Plan de Acción Nacional de Energías renovables) publicado recientemente establece un objetivo de 8,7 GW de capacidad fotovoltaica instalada en 2020, que se traduce en un mercado anual de 300 a 400 MW para 2016, impuesta por la limitación de 500 MW.

En virtud de la normativa vigente (Real Decreto 1565/2010 y Real Decreto-Ley 14/2010) el futuro sigue siendo incierto. El establecimiento de reducciones arancelarias importantes, especialmente para las instalaciones de tierra montado en el segmento. El nuevo sistema permite, básicamente, el desarrollo de un mercado fotovoltaico muy débil. El gran contratiempo, sin embargo, ha sido la introducción de un límite (para los próximos tres años) en el número de horas para que el productor pueda recibir la tarifa completa. Este límite afecta con carácter retroactivo todas las plantas instaladas en el real decreto anterior. El número de horas depende de si los módulos fotovoltaicos están utilizando un sistema de seguimiento o no. Desde 2014, este límite se fijará de acuerdo a la ubicación geográfica.

Si se revisa la potencia instalada de energía fotovoltaica en España, sigue siendo bastante alta, incluso en los próximos años, pero esto dependerá de las decisiones políticas. Un paso en esa dirección podría ser el desarrollo de un esquema para la “medición neta”, probablemente por el límite anual.

2.5.1. ACTUALIDAD DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA (2011 – 2014)

El informe de la EPIA sobre la situación en España con respecto a la energía fotovoltaica puso de manifiesto la dificultad de un mayor crecimiento de este tipo de energía debido a ciertas restricciones del mercado español, en el sentido de que debe competir con otro tipo de tecnologías de alto crecimiento de su capacidad instalada

durante los últimos años, como pueden ser los casos de ciclos combinados y la eólica, así como también la sobrecapacidad del sistema ante un no crecimiento económico del país.

La producción de energía a partir de dispositivos fotovoltaicos en España durante el año 2012 ha sido de 250 MW, menos del 1,5% de toda la potencia instalada en Europa (17.000 MW). Pero aun así, España sigue siendo uno de los países que más capacidad instalada en energía fotovoltaica tiene de todo el mundo, con aproximadamente un 2,7% de la capacidad total mundial, tal y como muestra la figura 2.14.

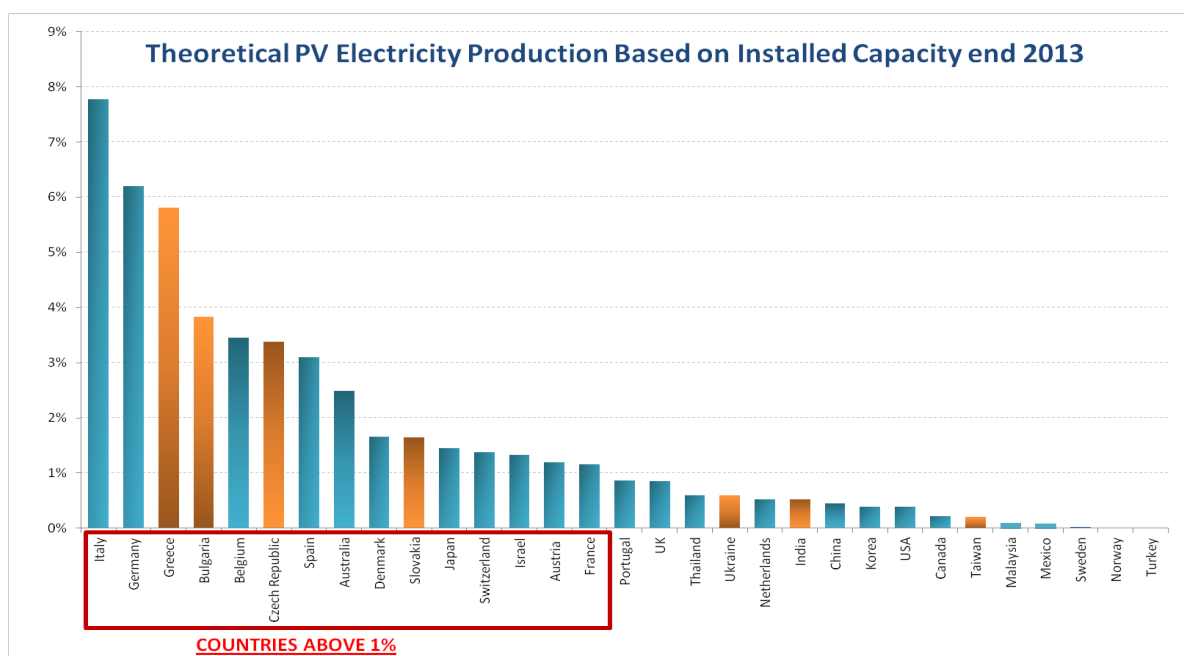


Figura 2.14. Capacidad eléctrica instalada en energía fotovoltaica a 31-12-2013.

Fuente: IEA

Siempre se debe pensar que la evolución de la fotovoltaica (o de cualquier otra tecnología) dependerá no solo de factores internos, como puede ser el caso de reducción de sus costes, sino fundamentalmente de un aumento de la demanda total, o bien, mediante la “sustitución” de otro tipo de tecnología. A la vez, el sistema de cupos establecido desde años atrás no permite un mayor desarrollo del mercado de la energía solar fotovoltaica en España.

Debido a la desconfianza generada por las normas retroactivas aprobadas en 2010 y la mala situación financiera, gran parte de la potencia asignada en 2010 no se instaló en 2011. La mala situación financiera se está notando en que numerosos

proyectos inscritos en el Registro de Preasignación de Retribución no están consiguiendo el capital necesario para su ejecución.

Por tanto, ante esta situación lo que están haciendo las empresas del Sector Fotovoltaico nacional es intensificar la salida hacia otros mercados exteriores para desarrollar su actividad, ya que la situación en España no se corresponde con lo que sucede más allá de nuestras fronteras.

La última legislación divulgada al respecto es el Real Decreto 1699/2011, del 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia (inferiores a 10 KW), y el Proyecto de Real Decreto por el que se establece la regulación del Autoconsumo fotovoltaico o Balance neto en España. El decreto publicado regula la venta de la energía al conectar las pequeñas instalaciones fotovoltaicas a la red, y el no publicado regulará la contratación de un nuevo suministro para autoconsumo, un contrato derivado de esta nueva situación de conexión a la red.

Es precisamente ese decreto el que suscita más interés, según el cual la empresa comercializadora establecerá un nuevo tipo de contrato, denominado consumo de balance neto. Consumir la energía almacenada tendrá coste cero, en caso de energía faltante el precio será el acordado entre productor y consumidor. No habrá restricciones de quién pueda contratar el consumo con balance neto, lo que ayudará a que el mercado de baja tensión pueda ser muy competitivo.

Debido a la crisis económica por la que estuvo pasando este país y el déficit tarifario eléctrico actual es este sector, la energía fotovoltaica en España ha pasado en 2012 a ser un sector castigado económicamente. El Real Decreto-ley 1/2012 del 27 de enero, establece, la supresión de los incentivos económicos para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial y para aquellas de régimen ordinario y la suspensión del procedimiento de preasignación de retribución para el otorgamiento del régimen económico primado. También sale el 30 de marzo de 2012, el Real Decreto-ley 13/2012, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista, en el que se llevan a cabo algunas modificaciones de leyes anteriores como la Ley 54/1997, Ley 34/1998, entre otras. Así pues, leyes restrictivas en su mayoría y que afectan al sector de la energía fotovoltaica en nuestro país.

Actualmente, según una de las páginas web más importantes de España (energiasolar365.com), a 14 de enero de 2013, la energía solar en España es viable pese a la eliminación de las primas. La Red Eléctrica de España (REE) ya ha recibido

peticiones para instalar paneles fotovoltaicos en régimen ordinarios –sin derecho a cobrar prima- que casi alcanzan los 38 GW, concretamente, y según los boletines internos de la Unión Española Fotovoltaica (UNEF), la cifra es de 37.894 MW.

A principios de 2014 la IEA (International Energy Agency) estima una instalación total de energía fotovoltaica en España de 5.566 MW, más del 3% de la total mundial instalada. Esto hace que España siga estando entre uno de los países que más energía eléctrica produce a partir de luz solar, en concreto, mediante dispositivos fotovoltaicos.

2.5.2. ACTUALIDAD DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA MUNDIAL (IEA)

Según un informe sacado este año por IEA (International Energy Agency), en el que se muestra una panorámica global de la situación de la energía fotovoltaica en Europa, el mercado fotovoltaico europeo en 2012 es más o menos estable en comparación con 2011.

Se ha instalado aproximadamente 28,2 GW en sistemas fotovoltaicos en el mundo durante el 2012. Algunos puntos importantes que se han extraído, según IEA, son los siguientes:

- La evolución del mercado mundial de la energía fotovoltaica se ha estancado en 2012 con respecto a años anteriores.
- Por primera vez, el mercado en Europa ha disminuido significativamente, pero sigue siendo el primero de lejos.
- Alemania e Italia tienen ahora suficiente capacidad fotovoltaica para producir el 6,2% y el 5% respectivamente de la demanda anual de electricidad con energía fotovoltaica.
- Los mercados asiáticos están avanzando rápidamente (+66%) y China entre a formar parte de los 3 primeros, encontrándose en segundo lugar.
- De los 10 países que forman parte de la élite en este campo, nos encontramos con 5 países de Europa, 4 países de Asia y el Pacífico y 1 país de América.
- Se ha alcanzado la paridad con los precios de la electricidad al por menor en varios países debido a la disminución de los precios del sistema fotovoltaico en 2012.
- Hay 13 países, a finales de 2012, con al menos 1 GW de potencia instalada en energía fotovoltaica.

La energía total instalada producida por dispositivos fotovoltaicos, en su mayoría conectados a red, a finales 2012, en el mundo, según las últimas estadísticas presentadas por IEA, hablan de 96,7 GW, según se muestra en la figura 2.15.

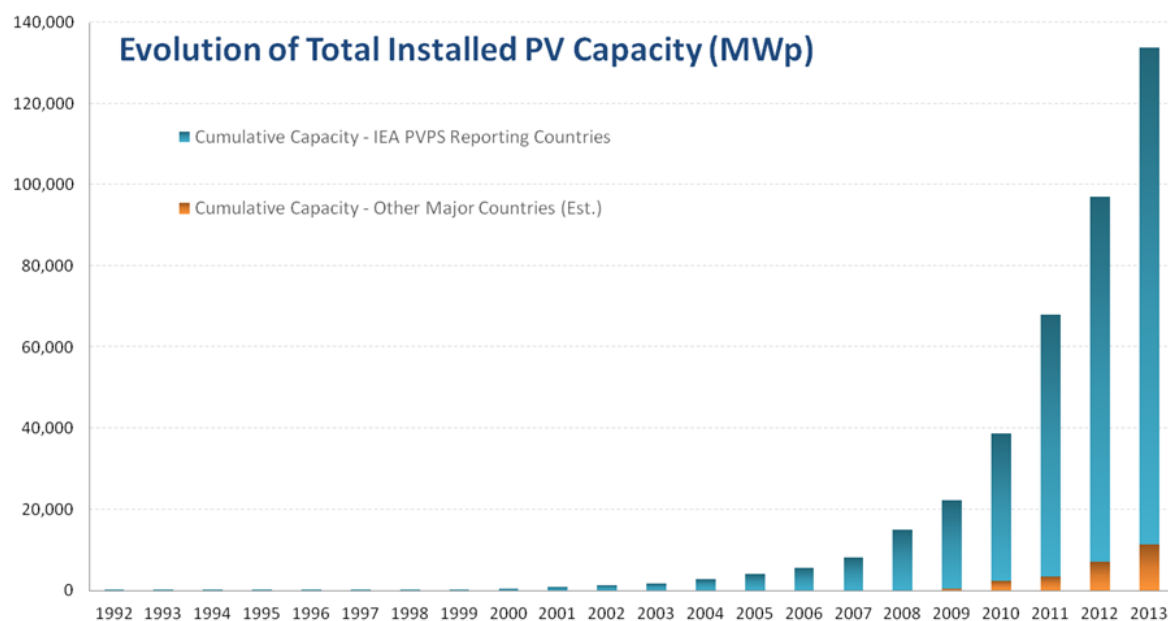


Figura 2.15. Evolución de la capacidad fotovoltaica total instalada de 1992 a 2013.

Fuente: IEA

La potencia total instalada en energía fotovoltaica en 2012 ha sido de aproximadamente 28 GW, como se muestra en la figura 2.16, y de los cuales, 7,6 GW han sido instalados por Alemania, 3,5 GW por China, 3,3 GW por Italia y EE.UU., siendo estos, los 4 países que más potencia han instalado durante ese año.

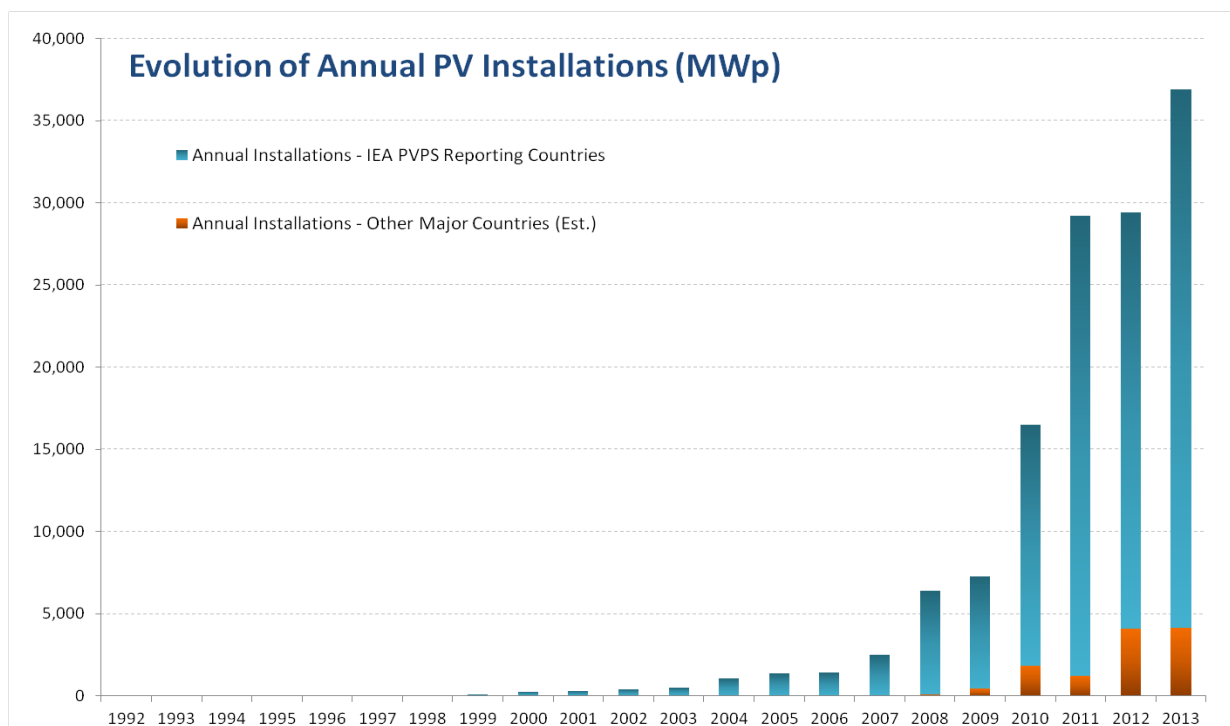


Figura 2.16. Evolución anual de las instalaciones fotovoltaicas de 1992 a 2013.

Fuente: IEA

Por lo tanto, la tecnología fotovoltaica hoy se ha convertido en un actor importante en el sector de la electricidad a nivel mundial. Al menos 110 TWh (110 millones de KWh) es producido en 2013 por los sistemas fotovoltaicos instalados, lo que representa aproximadamente el 0,5% de la demanda de electricidad del planeta.

En Europa, por segundo año consecutivo, la energía solar ha sido la primera fuente de electricidad instalada, por delante del viento y del gas, y por delante de todas las demás fuentes de energía eléctrica, desde el carbón hasta la energía nuclear.

Sin embargo, las instalaciones fotovoltaicas exigen un número impresionante de la superficie, debido a que los paneles fotovoltaicos presentan aproximadamente 700 kilómetros cuadrados, o el tamaño de Singapur.

Finalmente, la energía fotovoltaica se ha convertido en una fuente de electricidad extremadamente rápida en varios países en todo el mundo. La velocidad de su desarrollo tiene una capacidad única para cubrir la mayoría de los segmentos del mercado. Desde el entorno construido para grandes instalaciones montadas en el suelo, la energía fotovoltaica encuentra su camino en función de diversos criterios que la hacen adecuada para la mayoría de entornos.

3. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Un sistema fotovoltaico es la agrupación de elementos mecánicos, eléctricos y electrónicos conectados entre sí para transformar la energía procedente del sol en energía eléctrica que pueda ser utilizada por la humanidad.

Se pueden separar en dos tipos según las necesidades eléctricas o de utilización:

1. **Aislados o Autónomos**
2. **Conectados a red**

A pesar de que los dos tipos sirven para lo mismo, se diferencian en que en los sistemas de conexión a red la energía producida va a ser “muy grande” y va a compensar conectarla a la red eléctrica, ya que se va a utilizar para uso general. En cambio, los sistemas aislados van a servir para alimentar algún tipo de carga que no requiera mucha energía, como por ejemplo, para uso particular (un aparato eléctrico, una vivienda, un coche, etc).

3.1. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AISLADOS O AUTÓNOMOS

La aplicación exclusiva de la energía fotovoltaica durante décadas ha sido la de permitir disponer de energía eléctrica en instalaciones situadas en sitios remotos, aislados o donde no se podía utilizar otro tipo de generador o fuente de energía eléctrica.

Además de los paneles fotovoltaicos que alimentan los satélites artificiales, ya a nivel terrestre, el sector de las telecomunicaciones es también uno de los mayores usuarios de este tipo de energía. Así, los repetidores situados en lo alto de las montañas, en medio del campo, en zonas deshabitadas y en otros lugares generalmente de difícil acceso o muy alejados de las líneas eléctricas, alimentan todos sus sistemas eléctricos y electrónicos mediante baterías cuyo estado de carga se mantiene con paneles fotovoltaicos.

El hecho de poder disponer de electricidad en casos de emergencia o de desastres naturales, en los que no se pueden recurrir a las fuentes de energía eléctrica tradicionales, es otra de las aplicaciones de la energía fotovoltaica.

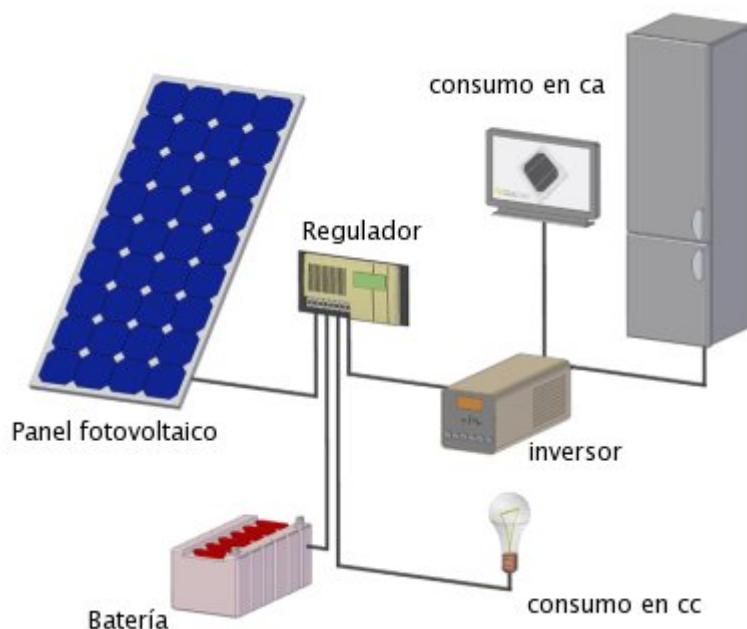


Figura 3.1. Esquema de sistema aislado o autónomo. Fuente: <http://www.atmosferis.com>

Otro grupo clásico de aplicaciones fotovoltaicas es la alimentación de viviendas y pequeños núcleos rurales donde la posibilidad de conectarse a una red de distribución de energía eléctrica no es posible o económicamente no es factible.

Otro tipo de aplicaciones distintas a las anteriores son las que no requieren la utilización de acumuladores y que funcionan siempre que haya sol, consumiendo la energía que generan los paneles. Se trata de sistemas relativamente simples, siendo los sistemas de bombeo de agua uno de los casos más utilizados. En estas aplicaciones agrícolas, un conjunto de paneles fotovoltaicos alimentan directamente a una bomba que eleva agua a un depósito o canal superior en una cantidad que es función de la irradiación solar que en cada momento reciben.

Los sistemas aislados normalmente incluyen sistemas de acumulación de la energía producida por los mismos. Esto es necesario ya que el campo fotovoltaico puede proporcionar energía sólo en las horas diurnas, mientras que la mayor demanda por parte del usuario suele ser en las horas de la tarde y de la noche.

Durante la fase de insolación es necesario prever una acumulación de la energía no inmediatamente utilizada, que es proporcionada a la carga cuando la energía disponible es reducida o nula.

Un sistema fotovoltaico aislado está compuesto por los siguientes elementos: módulos fotovoltaicos, reguladores de carga, inversor y sistemas de acumulación (baterías). De tal forma que el funcionamiento de este tipo de sistemas es el que explicaremos a continuación.

La energía producida por los módulos fotovoltaicos es almacenada en las baterías o sistemas de acumulación, y la carga es alimentada a través del regulador de carga por la energía acumulada en las baterías. La función del regulador de carga es, principalmente, preservar los acumuladores de un exceso de carga por el generador fotovoltaico y de la descarga por el exceso de uso.

Ya que los paneles sólo van a proporcionar energía en horas de sol, y el consumo energético lo vamos a tener que realizar también en horario nocturno, es necesario el sistema de acumulación, mediante baterías, para poder almacenar toda esa energía producida por los paneles durante sus momentos de productividad y poder usarla cuando se necesite.

Un sistema de acumulación está formado por un conjunto de acumuladores recargables, dimensionado de tal forma que garantice la alimentación de la carga a la que esté conectado. Los sistemas de acumulación más usuales son acumuladores de tipo estacionario, aunque a veces, y sólo en casos muy especiales, es posible utilizar baterías tipo automoción. De cualquier manera, las baterías para uso fotovoltaico deben de cumplir estos requisitos: bajo valor de autodescarga, larga vida útil, mantenimiento muy reducido y elevado número de ciclos de carga-descarga.

En cuanto al inversor, su principal objetivo va a ser la transformación de corriente continua, producida por el panel fotovoltaico, en corriente alterna, en el caso que sea necesario, para alimentar cargas que requieran de ese tipo de energía. En este caso, el inversor tiene que estar dimensionado para poder alimentar la carga que se le quiere conectar.

3.2. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DE CONEXIÓN A RED

Los sistemas de conexión a red son instalaciones integradas por varios elementos eléctricos, mecánicos y electrónicos cuya función va a ser la generación de energía, y esta energía se va a emplear para inyectarla a la red, ya sea para venderla a las compañías eléctricas o como apoyo a la red eléctrica.

Este tipo de sistemas se pueden encontrar en varios diseños. Un diseño muy común es el instalado en tejados de edificios o viviendas (figura 3.2), aprovechando la superficie del tejado para poner los paneles, que debido a su bajo peso, no afecta en la estructura de los mismos. Este tipo de diseño no es para producir mucha energía, ya que el espacio que tiene no es muy grande como para poder instalar muchos paneles, pero suele servir para cubrir los gastos de consumo de una vivienda media. Para hacernos una pequeña idea, 30 metros de tejado podría suponer una instalación de 3 KW.



Figura 3.2. Sistema de conexión a red instalado en tejado de vivienda. Fuente: <http://es.pvsolarchina.com>

El otro diseño característico se vería en grandes instalaciones en forma de parques solares o plantas fotovoltaicas, como podemos ver en la figura 3.3. Estos diseños son implementados para producir grandes cantidades de energía, utilizando grandes extensiones de terreno para la instalación de todos los paneles y aparatos necesarios para la producción de esa energía. Obviamente, la potencia producida depende de la extensión de terreno que utilicemos para instalarla y del número de paneles, pero se pueden generar potencias tan grandes como se quiera. Por ejemplo, la potencia de salida de nuestra planta de estudio es de 10 MWp.



Figura 3.3. Planta solar fotovoltaica. Fuente: <http://www.renovables-energia.com>

En los sistemas conectados a red es necesario conectar las líneas de distribución, cumpliendo con los requisitos demandados por la compañía eléctrica. También debe incluirse un sistema de medición, mediante el que el propietario, una vez dispone del Régimen Especial de Producción de Energía (REPE), factura la producción de la planta.

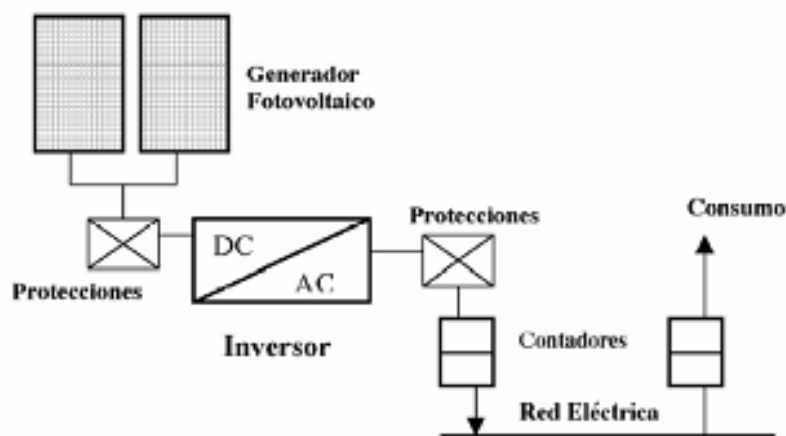


Figura 3.4. Esquema de sistema conectado a red. Fuente: <http://web.ing.puc.cl>

Las plantas fotovoltaicas de conexión a red suelen tener implantado un sistema de control automático para saber cómo está funcionando la planta en tiempo real y encontrar con facilidad los malos funcionamientos que pueda haber. Este sistema

recoge los datos que hacen falta para analizar el comportamiento de la planta. A continuación se mostrará el esquema unifilar de una planta.

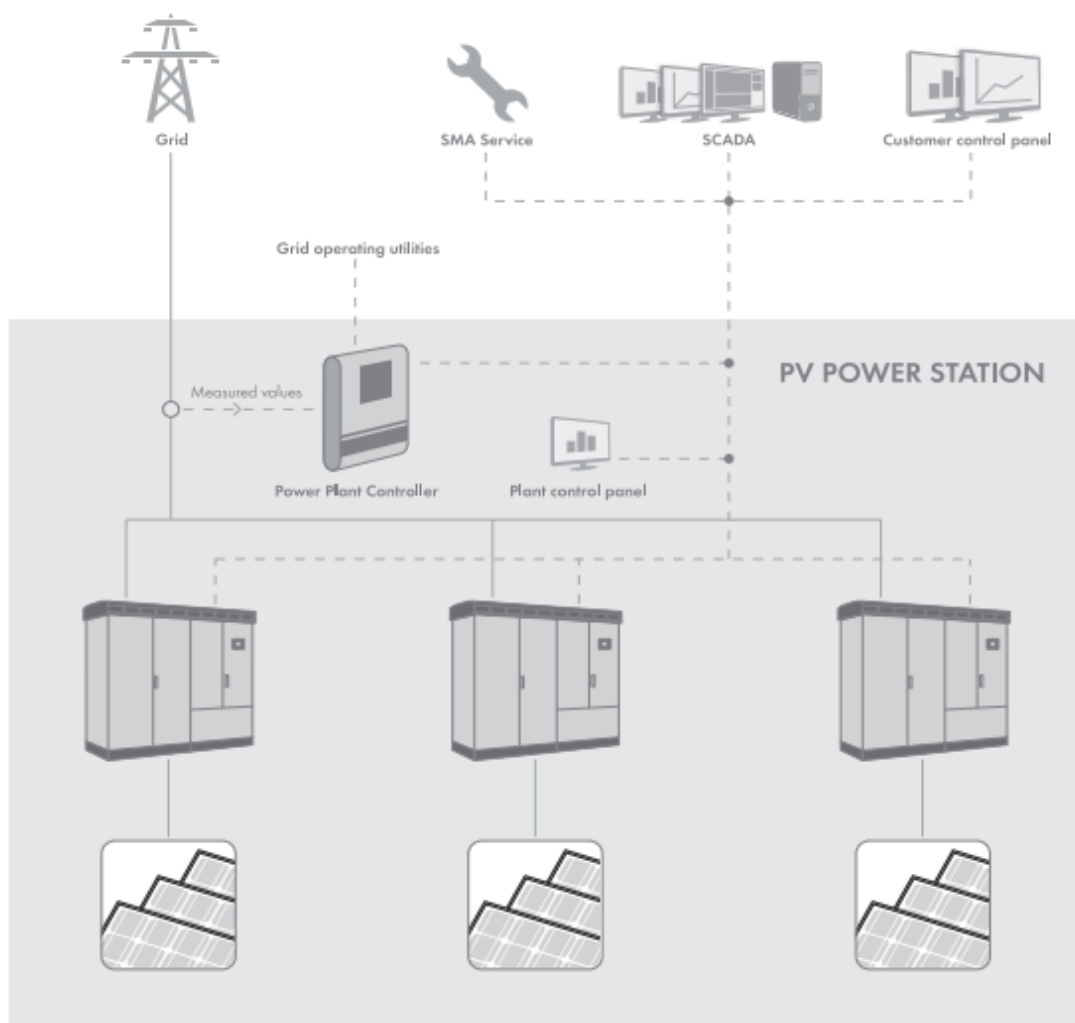


Figura 3.5. Esquema unifilar de planta fotovoltaica de conexión a red.

3.2.1. ELEMENTOS DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DE CONEXIÓN A RED

Los elementos más importantes de un sistema fotovoltaico de conexión a red son los generadores fotovoltaicos, el inversor, el dispositivo de intercambio con la red (que vendrá incluido con el inversor) y el contador de energía bidireccional, que van a producir y adecuar la energía para que pueda ser inyectada en la red eléctrica. Aunque también cabe mencionar otros elementos como los dispositivos de protección y unión de cadenas y subconjuntos de paneles (cajas de conexiones), seguidores solares, sistemas de protección de carga por viento, casetas para los equipos importantes y sistemas de puesta a tierra, además del cableado necesario para la instalación.

A continuación se dará una explicación más detallada de estos elementos.

3.2.1.1. GENERADOR FOTOVOLTAICO

El generador fotovoltaico va a ser el encargado de generar la energía eléctrica a partir de la energía incidente del Sol. Está formado por un conjunto de módulos fotovoltaicos conectados en serie y paralelo, y a su vez, estos módulos están formados por células fotovoltaicas.

Un sistema fotovoltaico de conexión a red está compuesto por varios módulos conectados entre sí, de tal forma que satisfagan las necesidades de corriente, tensión y potencia demandadas por el inversor. Hay que tener en cuenta, que los módulos que forman un conjunto, que estén conectados entre sí, deben de tener las mismas características. Si estas necesidades no son cumplidas por los conjuntos de módulos, los inversores tendrán un bajo rendimiento a la hora de producir energía. Por lo tanto hay que tener en cuenta la corriente y la tensión que hay que generar en los módulos para enviarla al inversor, y buscar las conexiones óptimas que satisfagan esas necesidades, mediante una determinada configuración de los mismos.

A continuación se mostrará el esquema de un generador fotovoltaico:

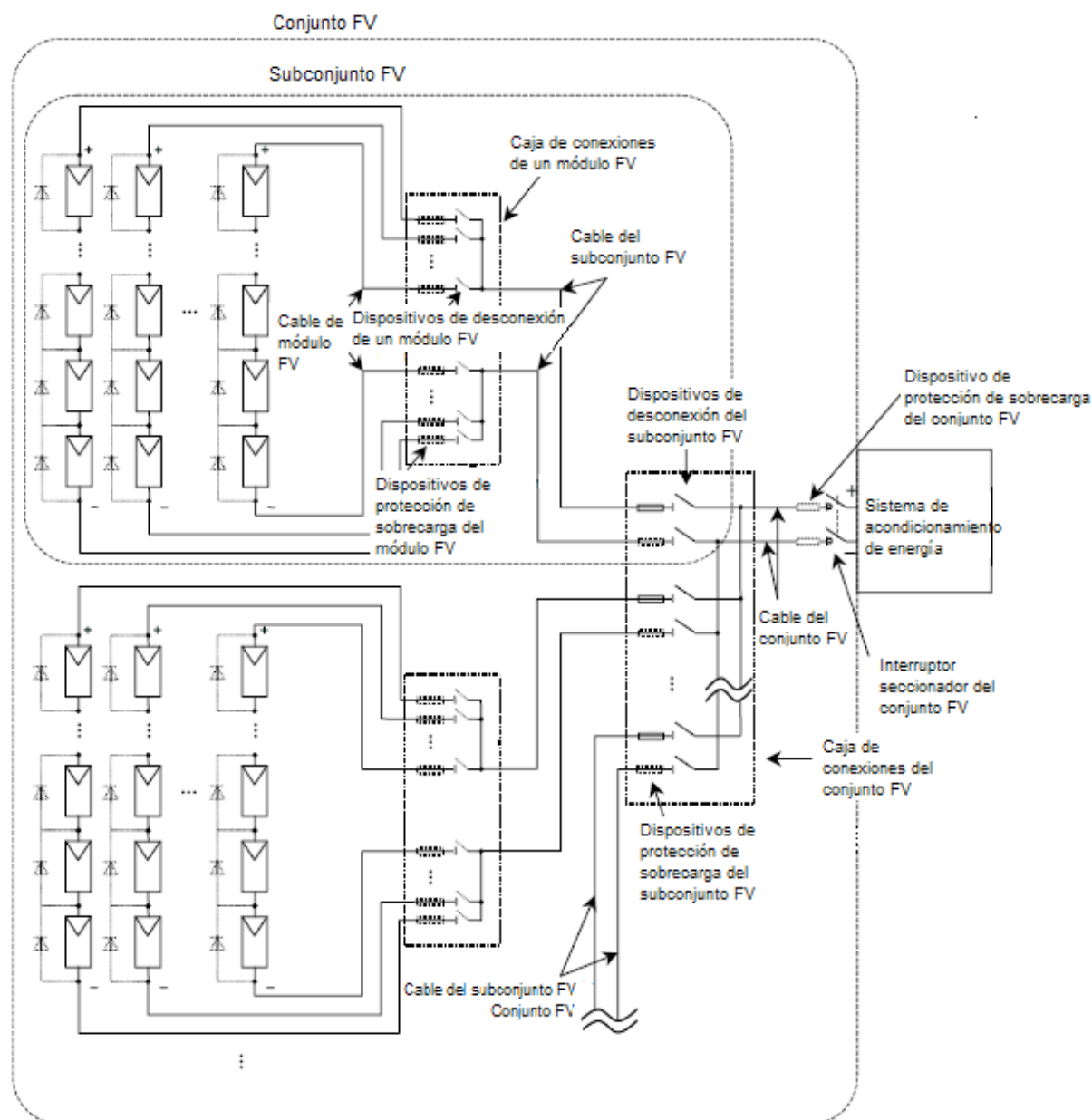


Figura 3.6. Esquema generador fotovoltaico.

Las configuraciones que se utilizan para poder satisfacer las necesidades eléctricas, son de conexión en serie y en paralelo de los módulos fotovoltaicos. Cuando los módulos son puestos en serie, la tensión V de todos los módulos que lo forman se suma, y cuando están puestos en paralelo la corriente A es la que se suma. Por ejemplo, si quisiéramos conseguir una corriente de 20 A y una tensión de 500 V, y tuviéramos un tipo de módulos cuya corriente nominal fuera $I_{mpp} = 5$ A y tensión nominal $V_{mpp} = 50$ V, habría que hacer una conexión de un conjunto de 5 filas de 10 módulos en serie cada una, y conectados en paralelo entre sí (las 5 filas entre sí).

Las cadenas de paneles o strings están formadas por varios módulos en serie. Esas cadenas van a la caja de conexiones correspondiente, y están conectadas en paralelo entre sí. A su vez, cada subconjunto fotovoltaico formado por esas cadenas y correspondiente a su caja de conexiones respectiva, está en paralelo con cada subconjunto fotovoltaico correspondiente a la caja de conexiones del conjunto total.

Por tanto, las cajas de conexiones conectan en paralelo cadenas o subconjuntos fotovoltaicos entre sí. Esto hace que la tensión del conjunto fotovoltaico total sea igual a la tensión de una de las cadenas o strings constituyentes de un subconjunto, y que la corriente del conjunto total sea la suma de cada una de las cadenas que forman cada subconjunto fotovoltaico, y la suma de la corriente de cada subconjunto, de forma que:

$$V_{\text{string}} = V_1 + V_2 + \dots + V_n = V_{\text{inversor}}$$

$$I_{\text{inversor}} = I_{\text{sub1}} + I_{\text{sub2}} + \dots + I_{\text{subn}}$$

$$I_{\text{sub}} = I_{\text{string1}} + I_{\text{string2}} + \dots + I_{\text{stringn}}$$

Siendo:

- V_{string} : tensión de cadena o string
- V_n : tensión de cada módulo fotovoltaico
- V_{inversor} : tensión del conjunto o de entrada al inversor
- I_{inversor} : corriente del conjunto o de entrada al inversor
- I_{sub} : corriente del subconjunto correspondiente a su caja de conexiones
- I_{stringn} : corriente de cadena o string

El funcionamiento de las células fotovoltaicas ya ha sido explicado en el capítulo 2 en el apartado correspondiente al efecto fotovoltaico.

Las celdas fotovoltaicas se agrupan en lo que se denomina el módulo fotovoltaico. Este conjunto de celdas deben de estar adecuadamente conectadas entre sí, de tal forma que cumplan las condiciones óptimas para su integración en sistemas de generación de energía.

Las celdas se pueden conectar en serie o en paralelo. En la conexión en serie la tensión total de sistema es la tensión del sistema multiplicada por el número de celdas conectadas en serie, mientras que la intensidad total es la intensidad de una única placa. En la conexión en paralelo la intensidad total es la del sistema multiplicada por el número de celdas en paralelo, y la tensión total es la tensión de una sola celda.

Parámetros característicos

Son los datos que aparecen en las hojas de características de los módulos fotovoltaicos, y vienen a decirnos las características eléctricas en las condiciones estándar de medida (STC), que son 1000 W/m^2 y 25°C , para la irradiancia y la temperatura respectivamente.

- **Corriente de cortocircuito (I_{sc}):** máxima corriente generada por el módulo solar y se mide conectando un circuito exterior a la celda con resistencia nula. Se mide en amperios (A). Su valor depende del tamaño del módulo y de la radiación que incide sobre el mismo.
- **Tensión de circuito abierto (V_{oc}):** voltaje máximo que genera un módulo fotovoltaico. Este voltaje se mide cuando no existe un circuito externo conectado a la celda. Su unidad de medición es el voltio (V).
- **Potencia máxima (P_{mp}):** potencia nominal del módulo solar. Se mide en vatios (W). Se calcula mediante la multiplicación de la I_{mp} y la V_{mp} .
- **Corriente nominal y voltaje nominal (I_{mp} y V_{mp}):** La corriente y el voltaje en el punto de máxima potencia (I_p y V_p) corresponden a la corriente nominal y voltaje nominal del módulo, respectivamente.

El comportamiento eléctrico de los módulos está dado por las curvas de corriente vs voltaje (curva IV) o potencia vs voltaje (curva PV) que los caracteriza. La curva de potencia se genera multiplicando la corriente y el voltaje en cada punto de la curva IV. Bajo condiciones estándares de prueba cada modelo de módulo tiene una curva IV o PV característica. Cuando el módulo opera lejos del punto de máxima potencia, la potencia entregada se reduce significativamente.

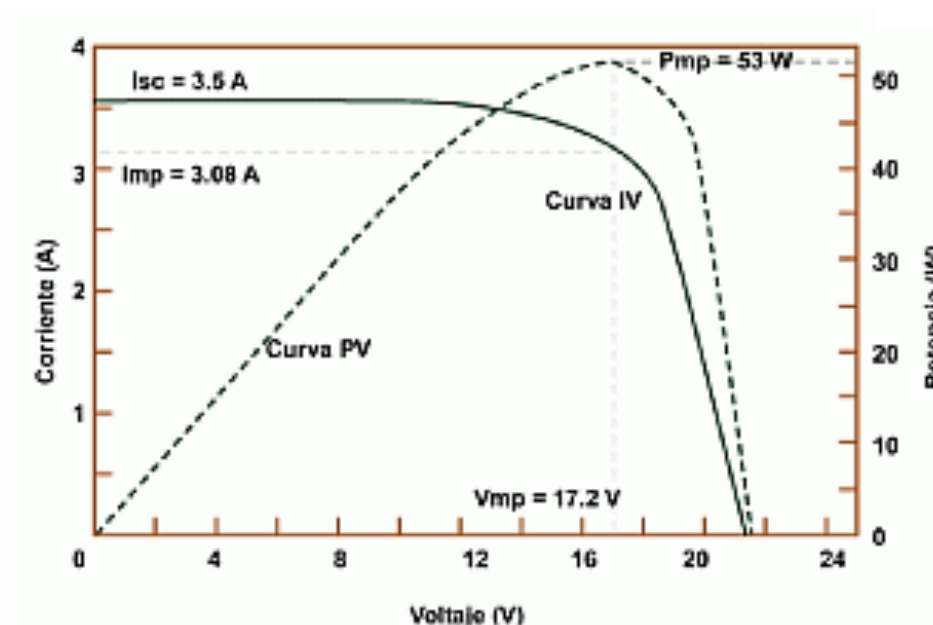


Figura 3.7. Ejemplo de curvas IV y PV para un módulo. Fuente: <http://solar.nmsu.edu>

Tipos de tecnologías

Las células constituyen los bloques de construcción básicos de la unidad generadora y se encargan de recoger la luz del sol. La forma más usual en que podemos encontrar hechas las células es de silicio cristalino, cortado en láminas de lingotes o bloques fundidos, o de cintas estiradas; o de capa delgada, depositada en capas delgadas en un soporte de bajo coste. El 90% de las células producidas hasta ahora son de silicio cristalino, mientras que en los planes de futuro se contempla decididamente el segundo. Se prevé que la tecnología de capa delgada basada en silicio y otros materiales va a acaparar una cuota mucho mayor del mercado de la energía fotovoltaica.

Vamos a clasificar las células solares según el material del que estén fabricadas.

TECNOLOGÍA SILICIO CRISTALINO

El silicio cristalino sigue siendo la base de la mayoría de los módulos fotovoltaicos. Aunque en algunos parámetros técnicos no es el material ideal para las células solares, presenta las ventajas de que está ampliamente disponible, es muy conocido, y emplea la misma tecnología que la industria de la electrónica. Se han obtenido rendimientos superiores al 20% con células de silicio ya en fase de producción en serie. Esto significa que se puede transformar en electricidad el 20% de la radiación solar recibida.

Se ha utilizado como semiconductor que absorbe la luz en la mayoría de las células solares, a pesar de que es un absorbente relativamente pobre de la luz y requiere un espesor considerable (varios cientos de micrones) de material. Sin embargo, el silicio cristalino (c-Si) ha demostrado ser conveniente porque los rendimientos de células solares son estables y con una eficiencia buena (11-16%, la mitad a dos tercios del máximo teórico) y utiliza tecnología de proceso desarrollada a partir de la base de conocimiento amplio de la microelectrónica industrial.

Los dos tipos de silicio cristalino que se pueden ver en la industria son el tipo monocristalino (solo cristal) y policristalino.

El primer tipo de silicio cristalino es monocristalino, producido por corte de obleas (hasta 150 mm de diámetro y 350 micrones de espesor) de una gran pureza. Su fabricación es un tanto compleja y como costosa, y se intenta sustituir para abaratar los costos.

La técnica más usada para la fabricación de silicio monocristalino es el método Czochralski, en el que una semilla de silicio monocristalino toca la superficie del silicio fundido contenido en un crisol. Conforme la semilla del cristal se va extrayendo muy lentamente, el silicio fundido se solidifica y sus átomos siguen la estructura de la semilla y, por tanto, van extendiendo la estructura monocristalina.

Las células tienen un color uniforme (figura 3.6), generalmente azul o negro y se consigue un rendimiento del 19,1% en el laboratorio y entre un 10% y un 13% en producción.



Figura 3.8. Tipo monocristalino. Fuente: <http://www.directindustry.es>

El segundo tipo es el policristalino. Las células fabricadas de este tipo, están constituidas por silicio de menor pureza y por tanto de un coste más bajo que las anteriores, pero a costa de un menor rendimiento. Aunque los fabricantes de este tipo de células afirman que las ventajas del coste compensan las pérdidas de la eficiencia.

En la superficie de la célula, la diferencia entre los dos tipos es que las policristalinas (figura 3.7) tienen zonas de colores diferentes, en vez del color uniforme de las células monocristalinas.

Las células policristalinas consiguen un rendimiento del 18% en laboratorio y entre un 10% y un 12% en producción.

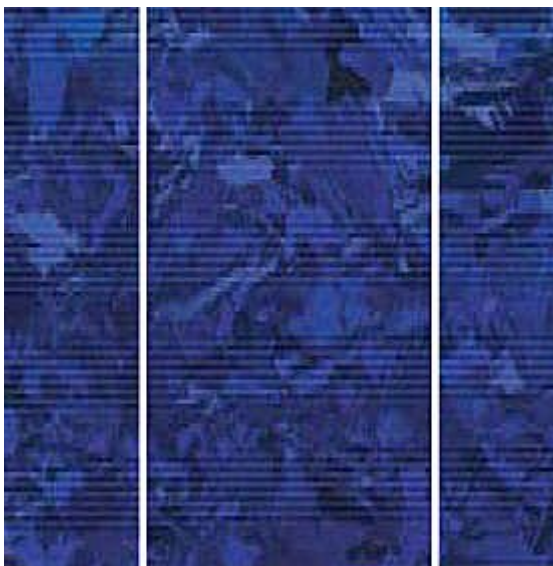


Figura 3.9. Tipo policristalino. Fuente: <http://www.electricidad-gratuita.com>

TECNOLOGÍA LÁMINA DELGADA (THIN FILM)

Las células solares de capa fina se depositan directamente sobre un sustrato de gran área (cuadrados de 1 m de lado o mayor), y tienen un gran potencial para reducir el coste, por la poca cantidad de material activo que emplean y su demostrada estabilidad a largo plazo. Las tres tecnologías son el silicio amorfo (13% de eficiencia en laboratorio) y los semiconductores policristalinos CdTe (16.5%) y CIS (19.5%). Todos ellos tienen capas activas en la gama de espesores por debajo de unos pocos micrones. Así se consigue mayor automatización una vez que se alcanza un determinado volumen de producción, permitiendo simultáneamente un enfoque más integrado en la construcción de los módulos. El proceso es menos intensivo en mano de obra en

comparación con el montaje de módulos cristalinos, en el que había que interconectar las células individuales.

La tecnología del silicio amorfo está basada en silicio, pero este material no sigue aquí estructura cristalina alguna. Los paneles de este tipo son habitualmente empleados para pequeños dispositivos electrónicos como calculadores y relojes. Su rendimiento máximo es del 13% en laboratorio y del 8% en módulos comerciales. De las tres tecnologías de capa delgada que existen en el mercado, la Si-a es la más importante en términos de producción e instalación.

Hasta ahora el principal problema del silicio amorfo es su disminución de la eficiencia tras una prolongada exposición a los rayos solares, a pesar de que el material es muy estable y el comportamiento frente a agentes externos como la humedad, la temperatura o la corrosión es muy bueno.



Figura 3.10. Tipo amorfo (Si-a). Fuente: <http://es.engadget.com>

En cuanto a la tecnología de telurio de cadmio (CdTe) tiene cualidades útiles, pero tiene el problema que la sustancia es tóxica. El CdTe es también menos eficiente que el silicio, pero más barato.

En la fabricación de células de CdTe se utiliza vidrio recubierto con una delgada película de un compuesto cristalino de cadmio-telurio en vez del típico y costoso silicio, necesitando 100 veces menos material semiconductor.

Ya que con esta tecnología se crean paneles altamente eficaces (entre 11% y 13%), y de forma rápida, puede hacerse todo de una forma mucho más barata con tecnologías existentes. El coste para el consumidor se podría reducir en un 50%.

Además, esta tecnología no necesita ser conectada a la red eléctrica, por lo que puede utilizarse en cualquier región por más alejada que sea.

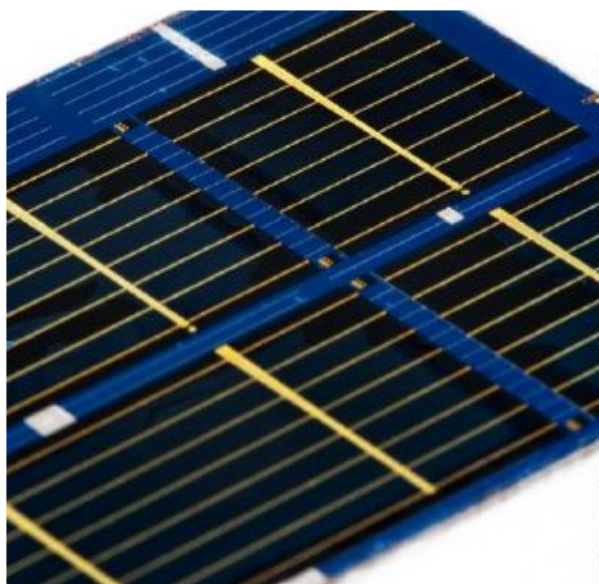


Figura 3.11. Tipo CdTe. Fuente: <http://blog.technosun.com>

Por último, tenemos el tipo CIS. Este tipo de célula fotovoltaica está basado en el Cobre Indio Diseleniuro (CIS) y se prevé que en un futuro, debido a su competitiva relación entre producción de energía/coste pueda llegar a sustituir a los combustibles fósiles en la producción de energía. Los módulos CIS se caracterizan por absorber un espectro ancho de energía y garantizan máxima energía bajo condiciones desfavorables.

Los módulos CIS se distinguen por su superficie homogénea negra como se puede ver en la figura 3.12.



Figura 3.12. Tipo CIS. Fuente: <http://es.aliexpress.com>

TECNOLOGÍA DE CONCENTRACIÓN

La tecnología de concentración fotovoltaica se encuentre en un estado de desarrollo industrial. Hasta el año 2006 no hubo iniciativas de comercialización de este tipo de células. Es una tecnología que se encuentra poco desarrollada pero con unas perspectivas de futuro muy importantes.

Las células de concentración intentan conseguir que llegue más radiación por unidad de superficie de la célula, de tal forma que una concentración dada (2x, 3x, etc) lograría reducir en proporciones similares la cantidad de silicio necesaria para una misma energía generada. La tecnología de concentración (ya utilizada en las plantas solares térmicas de concentración) sólo requiere materiales baratos reflectantes como son los espejos, metales o plásticos, que mediante una geometría de tipo paraboloide son capaces de dirigir la radiación solar recogida en una superficie (S1) a otra muy inferior (S2) (figura 3.11). La concentración es el cociente entre estas dos superficies. La tecnología de concentración únicamente utiliza la energía directa (aquella que se sabe de dónde viene) por lo que el sistema debe contar además con un sistema de seguimiento solar en dos ejes.

En el mercado existen distintos sistemas de concentración, algunos de ellos constituyen sistemas integrados y modulares compuestos por lentes Fresnel y la célula fotovoltaica, mientras que otros se basan en una concentración externa mediante helióstatos que dirigen la radiación solar concentrada a las células que se encuentran en el foco.



Figura 3.13. Célula de concentración. Fuente: <http://www.ecologiaverde.com>

TECNOLOGÍAS NUEVAS Y EMERGENTES

Constituyen una serie de nuevas propuestas de tecnologías fotovoltaicas que han tomado impulso en la última década, y persiguen dos objetivos básicos. Por un lado, estrategias de coste muy bajo mediante rutas químicas de preparación que emplean materiales muy baratos y sólo una cantidad minúscula de componentes caros. Por otro lado, estrategias que aumenten la eficiencia muy por encima del límite de 25% que afecta a las configuraciones tradicionales. Las células orgánicas, y particularmente, las células de colorante (dye-sensitized solar cell, DSC) y las células totalmente orgánicas, constituyen uno de los componentes más prometedores de estas tecnologías de futuro, junto con otras posibilidades como la termofotovoltaica y las estructuras de banda intermedia.

Aunque el mercado PV actual está dominado por los paneles de oblea de silicio, las previsiones del futuro desarrollo del mercado PV auguran un papel importante tanto para las tecnologías de capa fina, como para los conceptos emergentes, de manera que en 2030 cada una de las tres clases de tecnologías citadas cubrirá un tercio de un mercado mayor que el actual en varios órdenes de magnitud.

Se prevé un rápido desarrollo para las células solares orgánicas como DSC, ya pueden ser flexibles y ligeras, y sin embargo tan duraderas como los dispositivos de estado sólido, muestran una estética mucho mejor y permiten la integración con dispositivos móviles. También es atractiva la fácil manufactura de estos dispositivos, que permite utilizar las etapas de fabricación de baja temperatura como por ejemplo la impresión de pantalla (serigrafía) y la electrodeposición. Tales rutas de preparación

son compatibles con los substratos sensibles al calor tales como plásticos, de modo con que la integración de tecnologías bien conocidas de procesamiento de termoplásticos se podrán manufacturar módulos flexibles de bajo peso.

Es por tanto factible pensar en paneles (o recubrimientos) fotovoltaicos flexibles y transparentes que encontrarían aplicación directa en el sector de la construcción o incluso tejidos fotovoltaicos. Si bien su moderada eficiencia y cuestionada estabilidad son el principal obstáculo que actualmente encuentran para su comercialización, su realmente bajo coste de fabricación las hace actualmente rentables para aquellas aplicaciones que demandan pequeñas dimensiones, complicadas morfologías y cortos tiempos de utilización. Paralelamente se trabaja activamente en la síntesis de nuevos materiales que mejoren tanto la eficiencia como la estabilidad, por lo que no sería de extrañar que muy pronto aparezcan a la venta paneles fotovoltaicos convencionales que incorporen esta tecnología.

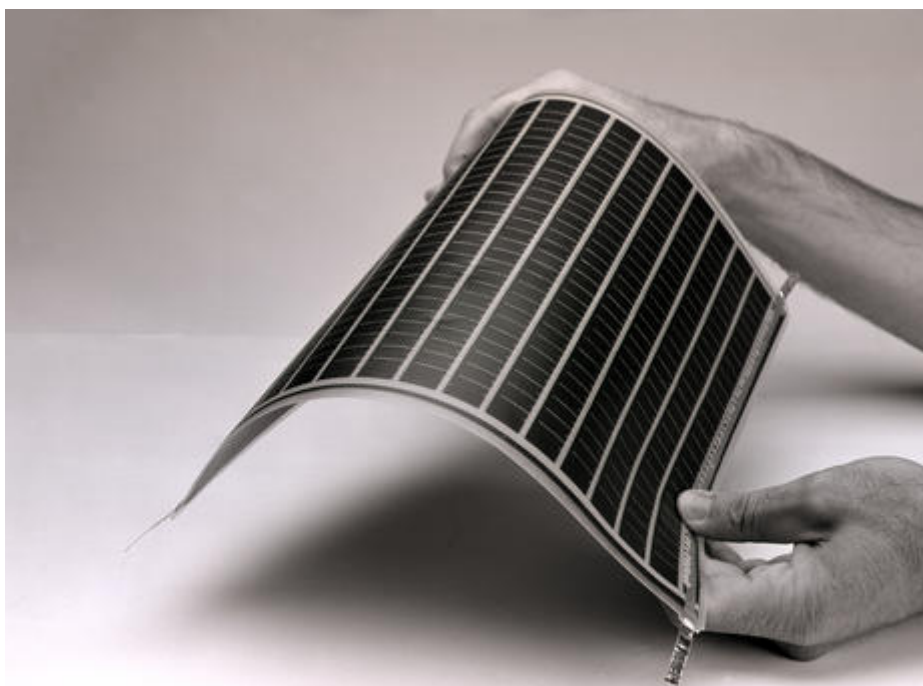


Figura 3.14. Tipo DSC. Fuente: <http://www.consoliderhope.uji.es>

3.2.1.2. CAJAS DE CONEXIONES

Son equipos que sirven para unir y proteger los elementos importantes de la planta. Las cajas de conexiones están formadas por elementos de desconexión y protección, pudiendo proteger varias cadenas de nuestro subconjunto fotovoltaico, Suelen distinguir las siguientes protecciones:

- **Protección frente a sobrecargas y/o cortocircuitos:** las consecuencias que puede tener un cortocircuito y/o sobrecarga son sobrecalentamientos en los equipos y esfuerzos electrodinámicos anormales. Además puede producir caídas de tensión elevadas y desequilibrios de tensiones, que provocarían desenganches de máquinas e inestabilidades de la red eléctrica. Los dispositivos más empleados para este tipo de protección son fusibles calibrados o cortacircuitos e interruptores automáticos magnetotérmicos.
- **Protección frente a sobretensiones:** las sobretensiones pueden causar graves problemas a los equipos conectados a la línea, desde envejecimiento prematuro a incendios o destrucción de los mismos. Se suelen utilizar interruptores y varistores.
- **Protección frente a choques eléctricos:** se instalan para evitar descargas eléctricas, que puedan llegar a ser peligrosas, sobre personas. Se suelen poner dispositivos tanto en el lado de corriente alterna como en el de corriente continua.



Figura 3.15. Caja de conexiones. Fuente: <http://www.directindustry.es>

3.2.1.3. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

Un sistema de puesta a tierra consiste en la conexión de equipos eléctricos y electrónicos a tierra, para evitar que se dañen nuestros equipos en caso de una corriente transitoria peligrosa.

El objetivo de un sistema de puesta a tierra es:

- El de brindar seguridad a las personas.
- Proteger las instalaciones, equipos y bienes en general, al facilitar y garantizar la correcta operación de los dispositivos de protección.
- Establecer la permanencia, de un potencial de referencia, al estabilizar la tensión eléctrica a tierra, bajo condiciones normales de operación.

La importancia de realizar una conexión a tierra en un edificio inteligente es mucha, ya que en estos edificios hay una gran cantidad de equipos electrónicos y una corriente indeseable o sobré tensión podría causar una pérdida muy costosa en estos equipos.

Los fenómenos fisiológicos que produce la corriente eléctrica en el organismo humano dependen del valor de la intensidad de la corriente, tiempo de duración del contacto, callosidad, sexo, estado de epidermis, peso, altura, estado de animo, estado del punto de contacto a tierra.

La resistividad del terreno se define como la resistencia que presenta 1 m³ de tierra, y resulta de un interés importante para determinar en donde se puede construir un sistema de puesta a tierra.

En la resistividad del terreno influyen varios factores que pueden variarla, entre los más importantes se encuentran: Naturaleza del Terreno, Humedad, Temperatura, Salinidad, Estratigrafía, Compactación y las Variaciones estacionales.

Es la resistencia que nos ofrece el terreno hacia la corriente en un sistema de puesta a tierra, esta resistencia depende de la resistividad del terreno y área de los conductores

Para realizar un sistema de puesta a tierra se necesitan electrodos de tierra, los cuales existen de muchos tipos, algunos mejores que otros en ciertas características como el costo, entre otras.

Los electrodos pueden ser artificiales o naturales. Se entiende por electrodos artificiales los establecidos con el exclusivo objeto de obtener la puesta a tierra, y por electrodos naturales las masas metálicas que puedan existir enterradas.

De acuerdo con la norma oficial mexicana NOM-001-SEDE-1999 (250-81), el sistema de electrodos de puesta a tierra se forma interconectando los siguientes tipos de electrodos:

- Tubería metálica de agua enterrada.
- Estructura metálica del inmueble.
- Electrodo empotrado en concreto.
- Anillo de tierra.

Algunos de los métodos que se pueden utilizar para realizar la medición de la resistencia a tierra son los siguientes: método de los dos puntos, método del 62 %, método de caída de potencial, método de los cuatro puntos, etc.

Para medir la resistencia se utiliza un instrumento denominado telurómetro.

Este aparato se basa en el método de compensación y funciona con un generador magneto de corriente alterna, que lleva un transformador en serie de relación exacta, es decir, que la intensidad por el primario es siempre igual a la del secundario.

Por la importancia que ofrece, desde el punto de vista de la seguridad, cualquier instalación de toma de tierra, deberá ser obligatoriamente comprobada por los servicios oficiales (unidades verificadoras) al dar la instalación de alta para el funcionamiento.

3.2.1.4. ESTRUCTURA SOPORTE DE PANELES

Es un elemento importante en la instalación fotovoltaica, ya que asegura un óptimo aprovechamiento de la radiación solar. Se encarga de sustentar los módulos fotovoltaicos, proporcionándole la inclinación más adecuada para que los módulos reciban la mayor cantidad de radiación a lo largo del año.

Deben diseñarse para soportar las inclemencias meteorológicas (viento y nieve), por tanto se suelen fabricar de materiales duros y resistentes a golpes y a abrasión. Unos de los materiales empleados son, por ejemplo, acero galvanizado y aleaciones de zinc-hierro.

Las estructuras que soportan los paneles deben estar diseñadas para adaptarse a cualquier tipo de condición, ya sea sobre suelo, tejado, pared, etc. El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.

Podríamos clasificarlas en dos tipos, según sean fijas o con movimiento:

Estructuras fijas

Las placas se colocan sobre un soporte sencillo sin, con una inclinación que le permita conseguir captar la mayor radiación solar posible. La inclinación que se suele dar es de 30° y orientación sur. Son de fácil instalación y larga duración y no necesitan mantenimiento, además son más baratas, por ello son las más comunes en las instalaciones.

Estructuras con seguimiento solar

Son utilizadas para aprovechar la mayor cantidad de radiación posible, e intentar que la superficie del panel sea perpendicular a los rayos solares en todo momento.

Utilizando sistemas de seguimiento solar la energía recibida total se puede incrementar en un 35%. Aunque hay que tener en cuenta que los días de poca radiación solar este porcentaje se ve reducido, ya que la radiación se reduce.

El sistema de seguimiento es más caro y difícil de instalar, pero ya que los rendimientos son mucho mejor, la amortización de los mismos está asegurada.

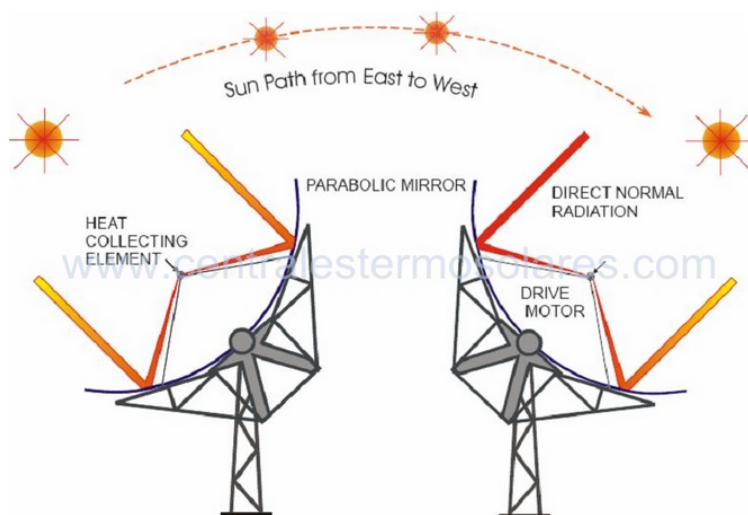


Figura 3.16. Sistema de seguimiento solar. Fuente:
<http://www.termosolar.renovetec.com>

Existen dos tipos de sistemas de seguimiento solar, el seguimiento ecuatorial y el acimutal. El primero consiste en disponer el sistema según dos ejes paralelos a los de la Tierra (N-S/E-O), de forma que el eje Norte-Sur proporcione el movimiento diurno y el eje Este-Oeste oriente el eje del concentrador de manera que el ángulo que forme con el eje polar sea el complementario de la declinación. Este sistema se suele usar en estructuras pequeñas y ligeras, ya que todo el peso de la estructura gravita sobre un eje inclinado. El seguimiento se puede realizar con los dos ejes o, empleando únicamente el eje polar, dado que la inclinación se puede ajustar de un día a otro en cada período de tiempo de acuerdo a la declinación y dependiendo de la precisión del citado seguimiento.

El segundo sistema de seguimiento, o sea, el acimutal, es el más empleado en seguimientos de precisión, sobre todo cuando se trata de estructuras pesadas. Uno de los ejes es vertical y proporciona el seguimiento en acimut y el otro eje es horizontal y proporciona el seguimiento de altura. El seguimiento se realiza en los dos ejes.

3.2.1.5. SISTEMA DE PROTECCIÓN DE CARGAS POR VIENTO

Este sistema intenta evitar que la estructura soporte que aguanta el panel, se vea forzada a aguantar cargas para la que no está diseñada y se pueda producir una rotura o desviación de la estructura.

Para una óptima prevención, el sistema debe incorporar un sistema de medida por viento que activará un contactor que permite alimentar el motor de inclinación del

sistema de seguimiento en el momento en que la velocidad de viento es superior a un valor que se considera excesivo para cada instalación, posicionando la superficie de captación solar en posición horizontal con el fin de minimizar las cargas estructurales.

3.2.1.6. CONTADOR DE ENERGÍA

Los sistemas fotovoltaicos de conexión a red actúan, normalmente, como una central generadora de energía que inyectará corriente eléctrica a la red de distribución. Pero para que los elementos del sistema (sobre todo los sistemas de adquisición de datos) funcionen, también necesitan ser alimentados, y estarán consumiendo energía eléctrica. Para poder realizar el balance entre la energía entregada a la red de distribución y la absorbida, se debe instalar un contador de energía en las plantas de generación de energía fotovoltaica. Suelen ser bidireccionales, y registra energías reactivas y activas, entregadas y consumidas.

3.2.1.7. INVERSOR

El inversor es un elemento fundamental para los sistemas de generación de energía eléctrica a partir de la luz solar, ya que van a ser los encargados de adaptar la energía producida por los paneles para que pueda ser inyectada en la red eléctrica de distribución. La función de los inversores es transformar la corriente continua generada por los paneles fotovoltaicos en corriente alterna válida para ser utilizada por las compañías eléctricas y, por lo tanto, por el consumidor.

Una explicación más detallada de los inversores será explicada en el capítulo siguiente.



4. INVERSOR FOTOVOLTAICO

El inversor es uno de los componentes más importantes en los sistemas de conexión a red, ya que maximiza la producción de corriente del dispositivo fotovoltaico y optimiza el paso de energía entre el módulo y la carga. El inversor es un dispositivo que transforma la energía continua producida por los paneles solares en energía alterna, para alimentar el sistema e introducirla en la red, con la que trabaja en régimen de intercambio.

Los inversores conectados a la red eléctrica suelen estar equipados con un dispositivo electrónico que permite extraer la máxima potencia del generador fotovoltaico. Este dispositivo sigue el punto de máxima potencia (SPMP) y tiene la función de adaptar las características de producción del campo fotovoltaico a las exigencias de la carga.

Además de trabajar con el máximo rendimiento de conversión eléctrica DC/AC, este tipo de inversores, tienen que generar energía con una determinada calidad. Los requisitos que deben cumplir esta onda generada por el inversor para poder ser introducida en la red eléctrica son los siguientes:

- Baja distorsión armónica (aproximadamente distorsiones de menos del 3% de la corriente total).
- Factor de potencia elevado ($\cos \phi = 1$ es lo ideal, para cargas puramente resistivas).
- Frecuencia de la onda (normalmente entre 50 Hz y 60 Hz).

Los inversores conectados directamente al módulo fotovoltaico deberán disponer de un buscador del punto de máxima potencia (SPMP) que ajuste continuamente la impedancia de carga para que el inversor pueda extraer la máxima potencia del sistema.

Los inversores utilizados en sistemas fotovoltaicos deben de ser del tipo de conexión a red eléctrica con una potencia de entrada variable para que sea capaz de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo del día.

En España el Real Decreto 1663/2000, indica que si la potencia nominal del inversor o suma de inversores de un sistema fotovoltaico es menor o igual a 5 KW, la

conexión con la red de distribución debe ser monofásica, mientras que si dicha potencia nominal es superior a 5 KW la conexión debe de ser trifásica. La conexión trifásica se puede realizar con un solo inversor con salida trifásica o con tres inversores monofásicos conectados en paralelo.

La función que suelen realizar los inversores en las plantas de generación de energía solar de conexión a red es la siguiente:

- Transformar la corriente y tensión continua producida por los paneles fotovoltaicos en una corriente y tensión alterna de acuerdo a las condiciones de la red.
- Realizar un ajuste del punto de trabajo del inversor al punto de máxima potencia del generador fotovoltaico, con un rendimiento en este caso aproximado al 99%.
- Recogida de datos y señalización, para poder realizar un análisis del sistema.
- Seguridad de la parte de corriente continua y alterna (protección de la polaridad, protección contra sobretensión, protección contra sobrecarga, elementos de mantenimiento y otras protecciones).

4.1. CLASIFICACIÓN

Los inversores se podrían clasificar en dos grandes grupos, según su principio de funcionamiento, los autoconmutados y los conmutados de línea.

Los **inversores conmutados de línea ó conmutados por la red** usan interruptores basados en tiristores, que son dispositivos electrónicos de potencia que pueden controlar el tiempo de activación de la conducción, pero no el tiempo de parada. Para detener la conducción precisan de una fuente o circuito adicional que reduzca hasta cero la corriente que lo atraviesa. Los inversores **autoconmutados** usan dispositivos de conmutación que controlan libremente los estados de conducción y no conducción del interruptor, como son los transistores IGBT y MOSFET.

Los primeros inversores comercializados para aplicaciones solares fotovoltaicas de conexión a la red eran inversores conmutados de línea. Posteriormente se usaron los inversores autoconmutados, que usaban modulación de ancho de pulso (PWM) e incluían transformadores de línea o de alta frecuencia. Este tipo de inversores puede controlar libremente la forma de onda de la tensión y corriente en la parte alterna, permiten ajustar el factor de potencia y reducir la corriente armónica, y son

muy resistentes a las distorsiones procedentes de la red. Gracias a todas estas ventajas, la gran mayoría de inversores usados actualmente en aplicaciones con fuentes de energía distribuida, como la fotovoltaica, son inversores autoconmutados.

Los inversores autoconmutados se dividen en inversores en fuente de corriente (CSI) y en inversores en fuente de tensión (VSI). Los inversores CSI disponen de una fuente de corriente aproximadamente constante en la entrada de continua, mientras que en los inversores VSI la fuente de entrada constante es de tensión. En el caso de sistemas fotovoltaicos, la salida en corriente continua del equipo solar es la fuente de tensión del inversor, por lo que los inversores empleados en estas aplicaciones son VSI.

Las nuevas tecnologías basadas en convertidores multinivel se han ido abriendo paso en el campo de las aplicaciones fotovoltaicas con conexión a la red, y actualmente se presentan en el área de las aplicaciones de media y alta tensión como una alternativa de peso a los convertidores de dos niveles tradicionales.

La tecnología multinivel se basa en la síntesis de la tensión alterna de salida a partir de la obtención de varios niveles de tensión del bus de continua. Cuanto mayor es el número de niveles de tensión de entrada continua, más escalonada es la forma de onda de la tensión de salida, de modo que tiende cada vez más a una onda senoidal, minimizándose así la distorsión armónica.

Actualmente los inversores tradicionales de dos niveles son los únicos fabricados para aplicaciones estrictamente fotovoltaicas. En el campo de las fuentes de energía distribuida, los inversores multinivel, en especial los de tres niveles, se han presentado como una buena solución de rendimiento y coste en la generación de energía eólica. El éxito de los inversores de tres niveles para soluciones eólicas de media tensión ha fomentado el estudio para su aplicación en sistemas fotovoltaicos con conexión a la red.

Gracias al continuo aumento de los niveles de potencia en los equipos fotovoltaicos, cada vez se tiende más hacia la conexión en serie de paneles solares con niveles medios de tensión. Las topologías de tres niveles son especialmente interesantes en este tipo de sistemas, ya que permiten incrementar el nivel de potencia usando dispositivos de baja tensión. Al igual que en el caso de los sistemas eólicos, las características requeridas en los sistemas fotovoltaicos son bajo coste, buena regulación de línea y alta eficiencia.

Las principales ventajas que presenta un inversor de tres niveles frente al inversor de dos niveles convencionales son las siguientes:

- Permiten trabajar con niveles medios de tensión utilizando dispositivos de baja tensión, ya que estos dispositivos sólo están sometidos a la mitad de la tensión que reciben por la entrada de corriente continua.
- Permiten trabajar con niveles mayores de potencia, ya que los dispositivos están sometidos a menos estrés.
- Reducen la distorsión armónica de las formas de onda en la parte de alterna, con lo que los filtros de salida son menores, y la respuesta dinámica más rápida.

No obstante, la experiencia práctica revela ciertas dificultades técnicas que complican su aplicación en convertidores de alta potencia. Las principales limitaciones que presenta son que al aumentar el número de niveles se incrementa la complejidad del control y que introduce problemas de desequilibrio en las tensiones de los condensadores del bus de continua.

En cuanto a su tipología interna, éstos pueden adoptar tres esquemas distintos para el aislamiento entre la parte de continua y la de alterna, denominado también aislamiento galvánico, y se distinguen entre:

- Aislamiento galvánico en baja frecuencia:

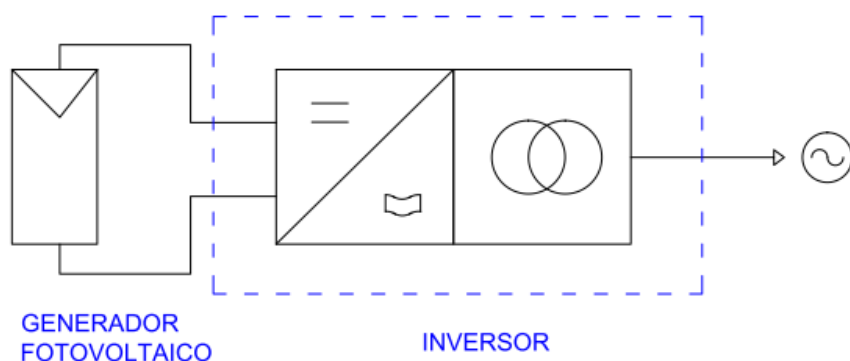


Figura 4.1. Esquema aislamiento galvánico en baja frecuencia

- Aislamiento galvánico en alta frecuencia:

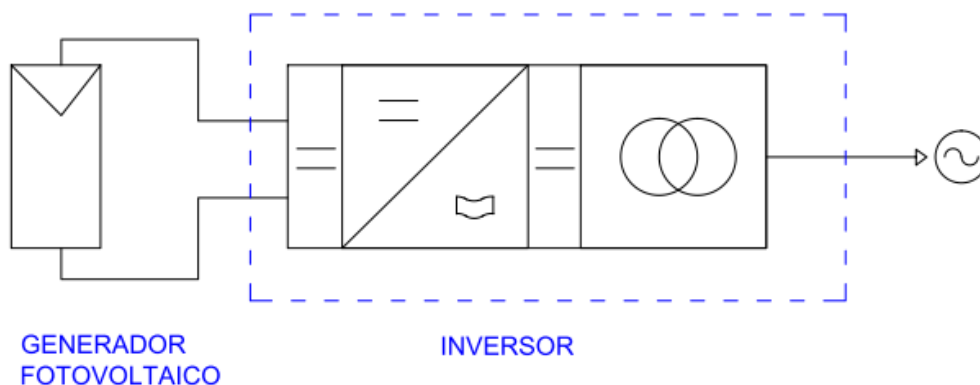


Figura 4.2. Esquema aislamiento galvánico en alta frecuencia

- Sin aislamiento galvánico:

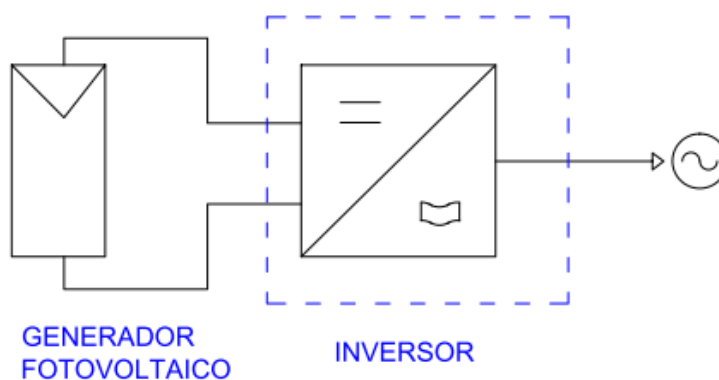


Figura 4.3. Esquema sin aislamiento galvánico

4.2 TIPOLOGÍAS

Existen muchos tipos de inversores de uso fotovoltaico, dependiendo de las condiciones y de las circunstancias para las que se quiera emplear.

4.2.1. SEGÚN LA APLICACIÓN

Según la aplicación para la que se quiera emplear el inversor fotovoltaico, existen los diferentes tipos:

Inversores autónomos

Son los inversores que se emplean en los sistemas fotovoltaicos autónomos o aislados. Ya que la energía producida por los paneles se va a emplear para alimentar una determinada carga, cuyas condiciones van a diferir de las de la red eléctrica, estos inversores van a estar diseñados para poder adaptarse a diferentes tipos de cargas aisladas que se quieran alimentar.

Inversores de conexión a red

Estos inversores son los utilizados en los sistemas fotovoltaicos de conexión a la red eléctrica. Este tipo de inversores van a tener que cumplir unas determinadas características y requisitos reglamentarios específicos para poder transformar la energía producida por los paneles solares en energía útil para poder ser inyectada a la red eléctrica.

4.2.2. SEGÚN LA FORMA DE ONDA

Onda cuadrada

Esta onda es producida por algunos inversores de baja potencia, bastante económicos. Esta onda sirve para alimentar exclusivamente aparatos eléctricos puramente resistivos, como elementos de iluminación. Pero surgirían muchos problemas a la hora de alimentar otro tipo de cargas que necesiten corriente alterna.

Onda modulada

Esta onda también es característica de inversores de baja potencia, pero con un espectro de posibles elementos de consumo más amplio que el tipo anterior, que incluye alumbrado, pequeños motores y equipos electrónicos no muy sensibles a la señal de alimentación, ya que se da en un tipo de modulación lineal que consiste en hacer variar la amplitud de la señal portadora de forma que esta cambie de acuerdo con las variaciones de nivel de la señal moduladora.

Onda senoidal pura

Esta onda es generada por un tipo de inversores que proporciona una forma de onda a su salida que, a efectos prácticos, se puede considerar idéntica a la red eléctrica general, permitiendo así la alimentación de cualquier aparato de consumo o, en su caso, la conexión a red.

Onda senoidal modificada (o trapezoidal)

Esta señal está a medio camino entre las dos anteriores, permite ampliar el espectro de elementos de consumo de potencia, limitado en el de onda cuadrada modulada.

4.2.3. SEGÚN LA CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA

Inversores centrales

Cuando en una instalación fotovoltaica se usa un único inversor, a este tipo de inversores se le denomina, inversor central. Normalmente son de elevada potencia.

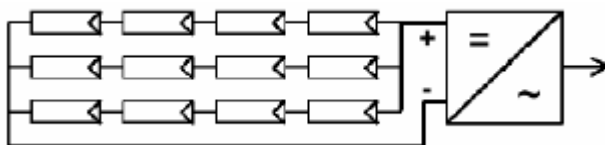


Figura 4.4. Esquema de conexión del inversor central.

Inversores modulares

Se suelen denominar “string inverters”, son inversores de potencias en el rango de 1 a 5 KW.

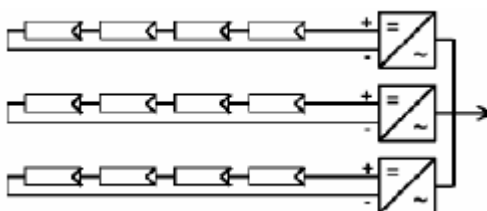


Figura 4.5. Esquema de conexión de los inversores modulares.

Inversores integrados en módulos FV o módulos AC

Son aquellos que están integrados en la caja de conexiones o se pueden adherir a la parte posterior del módulo fotovoltaico.

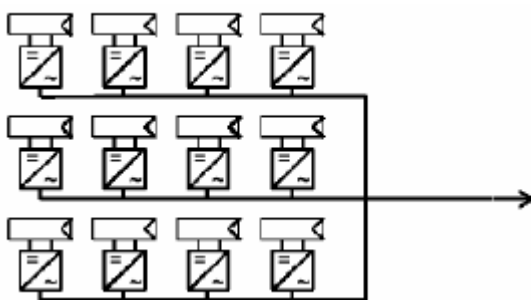


Figura 4.6. Esquema de conexión de los inversores integrados.

4.3. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

Como ya hemos dicho anteriormente, el inversor transforma la corriente continua en alterna y controla la calidad de la energía cedida a la red mediante un filtro L-C montado en el interior del propio inversor. El esquema de conexión de un inversor es mostrado en la figura 4.4. Los transistores, utilizados como conmutadores estáticos, se controlan mediante una señal de apertura-cierre que en su forma más simple proporcionaría una onda de salida cuadrada.

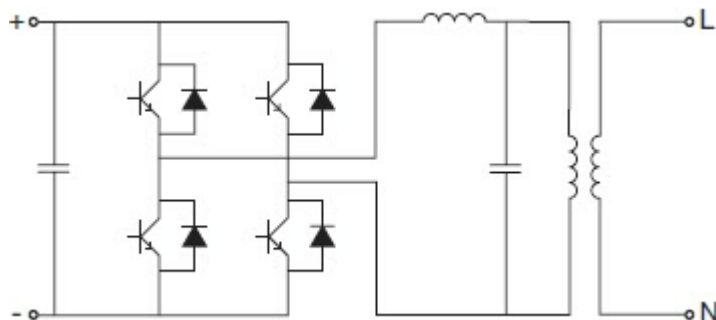


Figura 4.7. Esquema de funcionamiento de un inversor monofásico.

Para que la onda sea lo más sinusoidal posible se modula la señal de salida por modulación del ancho del pulso (PWM, Pulse Width Modulation). Esta técnica permite regular la frecuencia y el valor eficaz de la forma de onda de salida, como podemos ver en la figura 4.8.

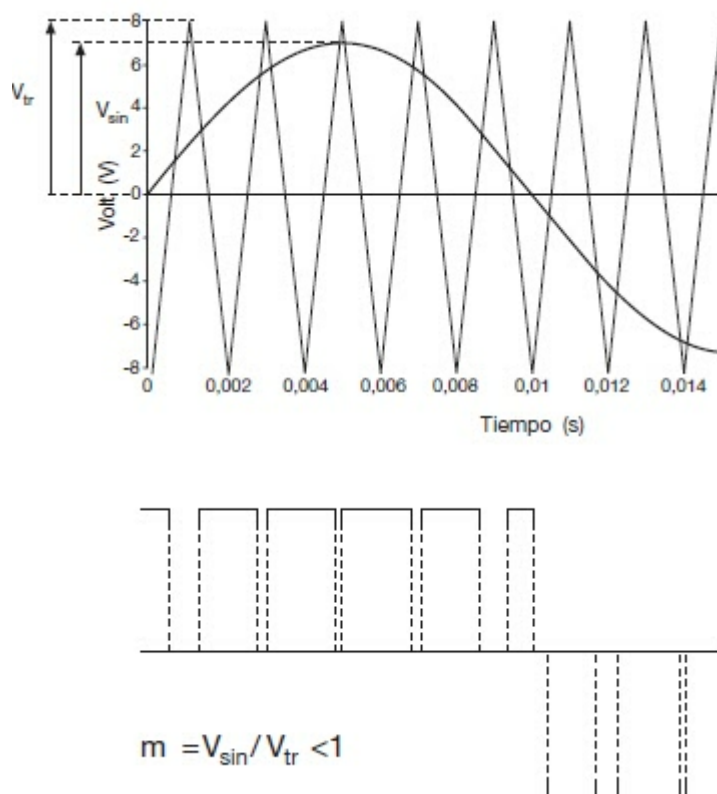


Figura 4.8. Principio de funcionamiento de la modulación PWM

La potencia suministrada por un generador fotovoltaico depende del punto de la instalación en el que está operando. Para optimizar el suministro de energía de la planta, el generador debe adaptarse a la carga, de modo que el punto de funcionamiento corresponda siempre al punto de potencia máxima. Con el fin de conseguir esto, dentro del inversor se utiliza un sistema llamado sistema de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT, Maximun Power Point Tracking), del cual hablamos anteriormente. El sistema MPPT calcula el valor instantáneo de la curva I-V del generador al cual se produce la máxima potencia disponible, tomando la curva I-V del generador fotovoltaico, como podemos observar en la figura 4.9.

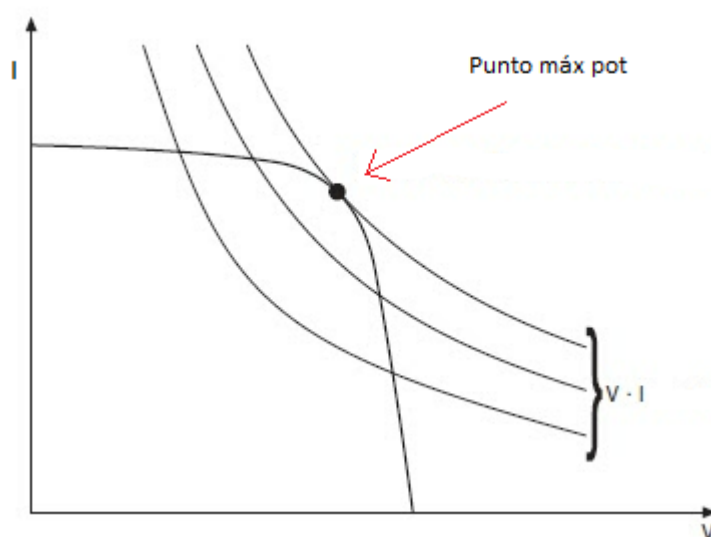


Figura 4.9. MPP de un generador fotovoltaico.

El punto máximo de la transferencia de potencia corresponde al punto tangente entre la curva I-V para un valor dado de la radiación solar y la hipérbola descrita por la ecuación $V \times I$.

El sistema MPPT de uso comercial identifica el punto de potencia máxima de la curva característica del generador induciendo, a intervalos regulares, pequeñas variaciones de la carga que determinan las desviaciones de los valores tensión-intensidad y evaluando si el producto resultante $I \cdot V$ es mayor o menor que el anterior. En caso de aumento de carga, se mantiene la variación de las condiciones de carga en la dirección elegida. De lo contrario, se modifican las condiciones en el sentido opuesto.

4.3.1. SELECCIÓN DEL INVERSOR

La elección del inversor y su tamaño se hace con respecto a la potencia nominal del campo fotovoltaico que deba gestionar. El tamaño del inversor puede determinarse partiendo de un valor de 0,8 a 0,9 para la relación entre la potencia activa inyectada a la red y la potencia nominal del campo fotovoltaico. Esta relación considera la pérdida de potencia de los módulos fotovoltaicos en condiciones de funcionamiento reales (temperatura de trabajo, caídas de tensión en las conexiones eléctricas, etc.) y la eficiencia del inversor. Esta relación también depende de los métodos de instalación de los módulos (latitud, inclinación, temperatura ambiente...) que pueden hacer variar la potencia generada. Por ello, el inversor está equipado con una limitación automática de la potencia suministrada para resolver situaciones en las que la potencia generada es mayor de lo normal.

Para un correcto dimensionado del inversor, deben considerarse las siguientes características técnicas:

- **Lado de corriente continua (parámetros eléctricos de entrada):**
 - Potencia nominal y potencia máxima.
 - Tensión nominal y tensión máxima admisible.
 - Campo de variación de la tensión MPPT en condiciones de funcionamiento estándar.
 - Intensidad máxima de corriente continua admisible.

- **Lado de corriente alterna (parámetros eléctricos de salida):**
 - Potencia nominal y potencia máxima que el grupo de conversión puede suministrar de manera continua, así como el campo de temperatura ambiente al que puede suministrarse esa potencia.
 - Intensidad nominal entrega.
 - Intensidad suministrada máxima que permite el cálculo de la contribución de la planta fotovoltaica a la intensidad de cortocircuito.
 - Tensión máxima.
 - Distorsión del factor de potencia.
 - Eficiencia de conversión máxima.

- Eficiencia con una carga parcial y al 100% de la potencia nominal (mediante la “Eficiencia europea” o el diagrama de eficiencia).

Además es necesario evaluar los valores asignados de tensión y frecuencia en la salida y de la tensión a la entrada del inversor. Los valores de tensión y frecuencia a la salida para plantas conectadas a la red de distribución pública los impone la red con tolerancias definidas según la compañía.

En lo que se refiere a la tensión a la entrada, deben evaluarse las condiciones extremas de funcionamiento del campo fotovoltaico para garantizar un empleo seguro y productivo del inversor. Aunque también habría que considerar el funcionamiento en condiciones extremas para otras características eléctricas, como por ejemplo, la intensidad de entrada y salida.

4.4. CARACTERÍSTICAS DE LOS INVERSORES UTILIZADOS EN ESTE PROYECTO

En este apartado se van a explicar las características principales de los inversores utilizados en el análisis. Ambos inversores son de la marca Fronius, pero son dos modelos diferentes, Fronius Agilo y Fronius IG 400.

Hay que tener en cuenta que los datos técnicos de ambos inversores no serán incluidos en este apartado, sino en los anexos de las hojas de características.

4.4.1. CARACTERÍSTICAS COMUNES

Ambos inversores tienen una serie de características en común, tal y como se muestra a continuación:

INVERSORES DE CONEXIÓN A RED

El sistema fotovoltaico utilizado para este proyecto va a ser de conexión a red, por lo tanto, ambos inversores van a tener las características propias de este tipo de inversores, que deberán cumplir unos ciertos requisitos que ya hemos visto al comienzo de este capítulo.

AUTOCONMUTADOS:

Ambos inversores cuentan con dispositivos de conmutación que controlan libremente los estados de conducción y no conducción del interruptor, o sea, transistores IGBT y MOSFET.

Por ser inversores autoconmutados disponen de fuente de tensión (VSI) aproximadamente constante en la salida de corriente continua de ambos inversores.

MODULACIÓN PWM:

Ambos usan modulación de ancho de pulso (PWM). Estos inversores pueden controlar libremente la forma de onda de la tensión y corriente en la parte alterna, permiten ajustar el factor de potencia y reducir la corriente armónica, y son muy resistentes a las distorsiones procedentes de la red. Estas características son comunes en la gran mayoría de inversores usados actualmente en aplicaciones con fuentes de energía distribuida, como la fotovoltaica.

CONFIGURACIÓN CENTRAL:

La configuración que van a tener ambos inversores en el sistema va a ser la central, con las características que éstos suelen tener, y que ya hemos visto anteriormente.

4.4.2. CARACTERÍSTICAS ESPECÍFICAS

ETAPAS DE POTENCIA:

La etapa de potencia de los inversores puede ser única o modular en función de la potencia deseada. Además debe incorporar un filtro de salida (LC) para filtrar la onda y evitar el rizado en la tensión procedente de los módulos.

- **Fronius IG 400:**

El sistema de montaje de este tipo de inversores fue bastante novedoso, ya que no es una única etapa de potencia la que transforma la corriente, como en el caso del

inversor anterior, sino que 12 etapas se reparten el trabajo en función de la clase de potencia del convertidor.

El motivo es que en las zonas de carga parcial aumenta el rendimiento energético cuando las pequeñas etapas están muy sobrecargadas. Estas etapas se conectan o desconectan de forma totalmente automática para poder proporcionar siempre la máxima energía.

Cada uno de los inversores Fronius IG 400 de los que dispone el sistema trabaja con varias etapas pequeñas, que en función de la radiación, se conectan o desconectan de forma totalmente automática para poder proporcionar siempre la máxima energía.

Además, esto disminuye las horas de funcionamiento de cada una de las etapas y la vida útil del sistema aumenta.

Este diseño es muy interesante, en especial para zonas como Europa Central, donde las áreas de carga parcial, causadas por ejemplo por cielo nuboso o niebla, son bien conocidas.

- **Fronius Agilo:**

Este inversor, al contrario que el Fronius IG 400, cuenta con una única etapa de potencia.

AISLAMIENTO GALVÁNICO:

El aislamiento galvánico entre dos circuitos eléctricos o electrónicos inmediatamente vecinos significa que la corriente no puede fluir directamente entre los dos circuitos. El aislamiento galvánico no impide la transferencia de energía o información, pero no se presenta ningún contacto eléctrico, en otras palabras, no existe conexión alguna.

Un transformador permite el aislamiento galvánico de dos circuitos: transforma una corriente alterna en una variación de flujo magnético, que se reconvierte en corriente eléctrica por el proceso inverso. Es este contacto magnético el que permite al primario actuar sobre el secundario y viceversa.

La ventaja del aislamiento galvánico es que permite proteger a las personas y a los bienes aislándolos de los riesgos, de las siguientes formas:

- **Evitando la transmisión de voltajes excesivamente altos a la red, y recíprocamente al campo fotovoltaico.** En caso de sobretensión en una instalación fotovoltaica o cerca de ella, el daño se limitará a la cadena que se ha visto afectada hasta llegar al inversor. En caso de sobretensión en la red, el daño se detendrá en el inversor.
- **Bloqueando las corrientes de fuga.** Cada panel fotovoltaico tiene una cierta capacidad parásita. Es proporcional a su superficie, inversamente proporcional a su espesor y depende de los materiales que componen el panel. La corriente de fuga es una corriente que es directamente proporcional a esta capacidad en los paneles, cuanto mayor sea la capacidad, mayor será la corriente de fuga.

- **Fronius IG 400:**

Este inversor cuenta con aislamiento galvánico de alta frecuencia, tal como se representa la figura 4.2, vista en este capítulo.

- **Fronius Agilo:**

Este inversor cuenta con aislamiento galvánico de baja frecuencia, tal como se muestra en la figura 4.1, vista en este capítulo.

5. ANÁLISIS COMPARATIVO

5.1. INTRODUCCIÓN

En este capítulo se podrá ver el estudio y análisis de dos tecnologías diferentes de inversores fotovoltaicos de conexión a red. Estas tecnologías pueden ser clasificadas de manera general como “antigua tecnología” y “nueva tecnología”, pero sus características esenciales serán explicadas en el siguiente apartado.

Para llevar a cabo el análisis vamos a hacer una comparación de los parámetros más característicos de cada modelo de inversor.

Estos inversores forman parte de una planta fotovoltaica de conexión a red de 100 kW de potencia. Una de las plantas cuenta con un único inversor (FRONIUS AGILO) de 100 kW de potencia nominal y la otra está formada por tres inversores (FRONIUS IG 400) de 32 kW de potencia nominal cada uno conectados en paralelo entre sí, como muestra la figura 5.1.

El Fronius Agilo representa a la “nueva tecnología” antes mencionada. Se caracteriza por ser el primer inversor central dentro de su rango de potencia que puede ser instalado, puesto en servicio y mantenido íntegramente por un solo instalador. Sus principales características serán explicadas en el apartado 5.2.

El Fronius IG 400 representa a la “antigua tecnología” antes mencionada. Éste se caracteriza por una óptima facilidad de uso, trabajo a la máxima potencia posible, buena fiabilidad y un control profesional de las instalaciones. Sus características más relevantes serán explicadas en el apartado 5.2.

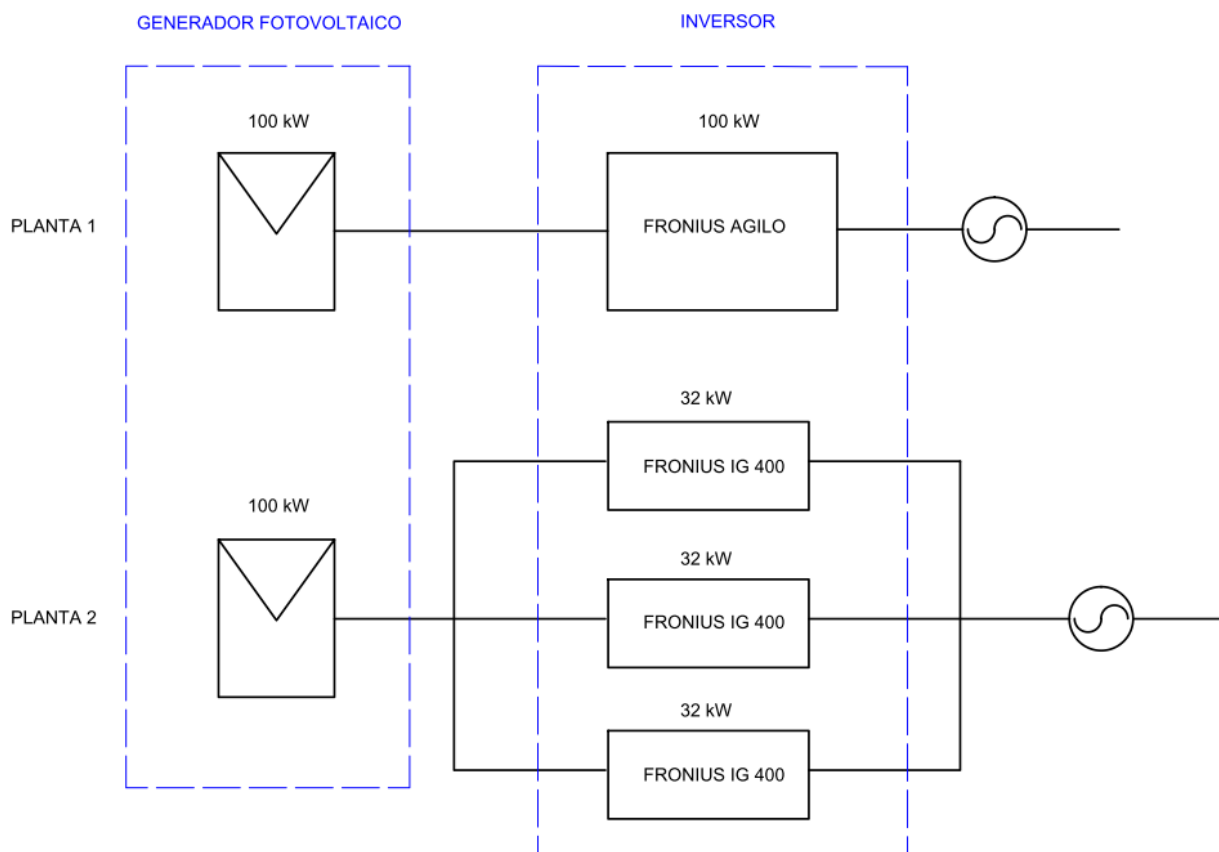


Figura 5.1. Esquema de las plantas.

Ambos inversores son centrales, en cambio, la diferencial principal reside en que el FRONIUS AGILO cuenta con una única etapa de potencia mientras que el FRONIUS IG 400 cuenta con doce.

Los datos que nos servirán para el análisis son los correspondientes a los días 20 y 21 de Noviembre del 2012. Fueron tomados en esos días y han sido procesados mediante un software y pueden ser visualizados mediante un programa informático, el cual nos servirá para poder ver y analizar los datos gráficamente para un mejor estudio de los mismos.

5.2. ANÁLISIS DE LAS MEDIDAS

En este capítulo estudiaremos algunos de los parámetros más significativos de los inversores, viendo gráficamente cómo se comportan frente al tiempo, y otros datos, para poder entender mejor su funcionamiento.

Las medidas han sido tomadas los días 20 y 21 de Noviembre del 2012. El estudio se centrará casi exclusivamente en el estudio de las medidas tomadas el día 21, ya que las medidas tomadas el día 20 están algo incompletas, pero también se analizarán valores tomados en dicho día.

El día 20 corresponde a un día con nubes y claros, en el que la radiación solar en algunos momentos del día es muy alta. Los datos medidos este día nos servirán para ver cómo se comportan algunos parámetros cuando las condiciones son buenas, ya que a veces necesitaremos que valores como la potencia nominal de CC en % llegue a su valor máximo para ver gráficas lo más fiables posibles.

El día 21 corresponde a un día nublado casi por completo, a excepción de algunos momentos de salida del sol, aunque son unos pocos minutos.

Todos los parámetros representados frente al tiempo pertenecen a las medidas tomadas el día 21 de noviembre, ya que para las medidas tomadas el día 20 no existen datos hasta las 13:13 horas y las gráficas quedarían incompletas. Mientras que los parámetros representados frente a la potencia nominal de CC y frente a la tensión del punto de máxima potencia (MPPV) pertenecen casi siempre a medidas tomadas el 20 de noviembre, ya que se cuenta con valores de la potencia nominal de CC desde el 0% hasta el 100%. La excepción es la potencia reactiva, de la que no existen medidas tomadas para ese día.

Los parámetros a estudiar son los siguientes:

- Potencia de salida (frente al tiempo y VMPP)
- Rendimiento (frente a la Potencia Nominal CC en %)
- Tensión del punto de máxima potencia (VMPP) (frente al tiempo)
- Potencia reactiva Q (frente al tiempo y la Potencia Nominal CC en %)
- Factor de potencia (frente al tiempo y a la Potencia Nominal CC en %)

5.2.1. POTENCIA DE SALIDA

La potencia que se va a ver a la salida de un inversor va a venir dada por la potencia nominal del mismo, especificada por el fabricante. Además, la potencia a la salida del inversor va a depender de algunos factores como la corriente y la tensión de entrada al mismo, que a su vez dependen de la irradiancia (G) y la temperatura del módulo (T_{mod}) respectivamente. Puesto que los datos fueron medidos el día 21 de noviembre del 2012, la radiación solar ese día no era la mejor ya que estaba nublado y, por lo tanto, no va a dar la potencia de salida esperada. En las siguientes figuras se

mostrará una representación gráfica de la potencia de salida de ambos inversores frente al tiempo en ese mismo día.

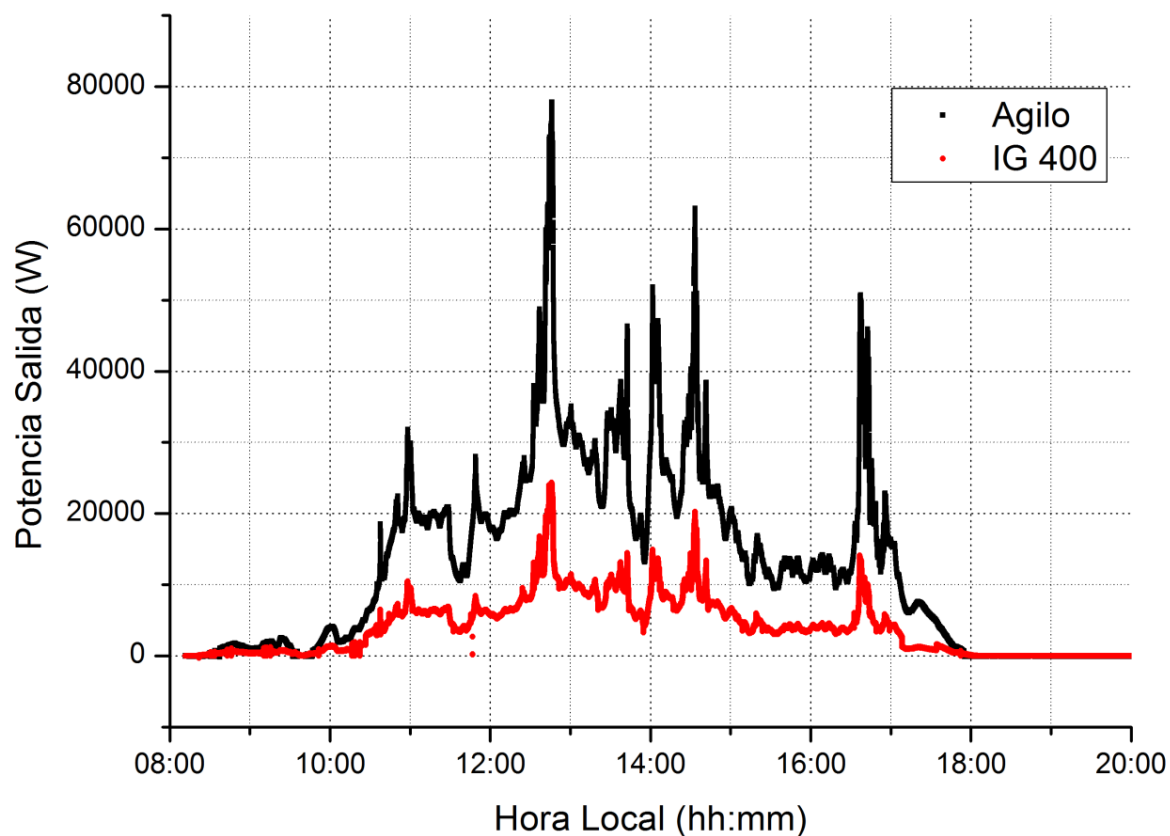


Figura 5.2. Potencia de salida frente al tiempo el 21 /11/ 2012.

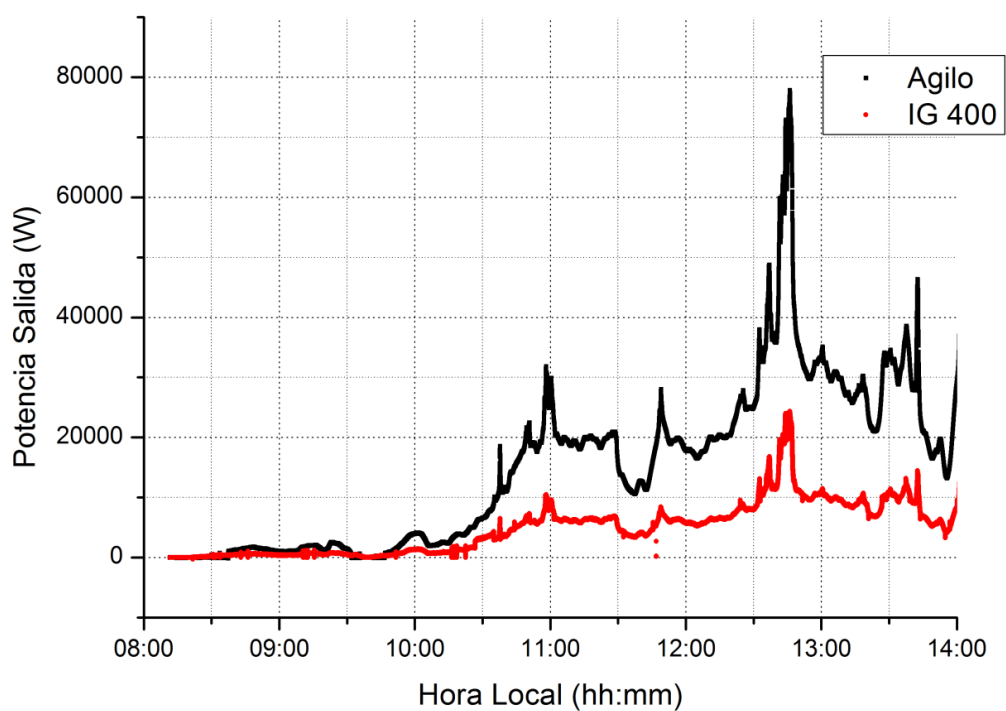


Figura 5.3. Potencia de salida frente al tiempo el 21 /11/ 2012 (mañana)

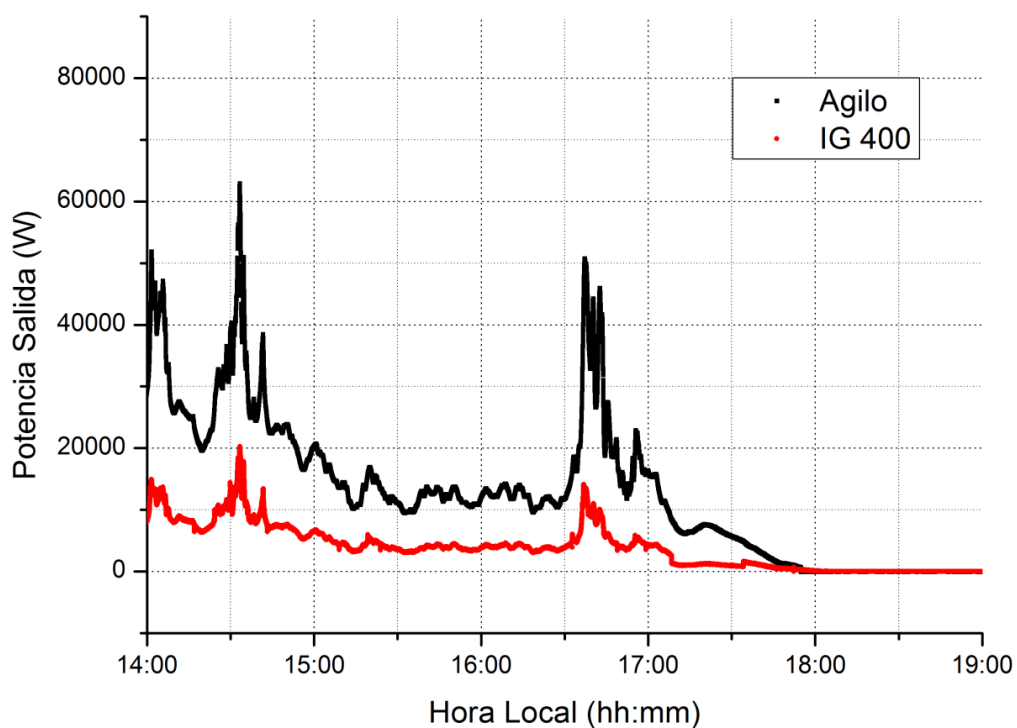


Figura 5.4. Potencia de salida frente al tiempo el 21 /11/ 2012 (tarde)

Puesto que las potencias nominales de ambos inversores son 100 kW y 32 kW para el Fronius Agilo y el Fronius AG 400 respectivamente, la potencia de salida en ambos inversores no está en su nivel esperado debido a la falta de radiación solar.

Podemos observar que el Fronius Agilo está dando una potencia de salida en torno a los 2.000 W de media y el Fronius IG 400 en torno a los 800 W, aunque no son valores muy fiables ya que se están produciendo muchísimas fluctuaciones en la potencia en forma de picos. Estas fluctuaciones pueden ser debidas a momentos de salida del sol en unos breves instantes, y son especialmente significativas en el caso del Fronius Agilo ya que las variaciones de potencia en este van desde los 1.000 W hasta los 8.000 W. En el caso del Fronius IG 400 estas variaciones toman un rango que va desde los 500 W hasta los 2.000 W.

Tomemos como ejemplo la variación de potencia que se produce en un tiempo que va desde las 12:05, que coincide con un mínimo de potencia, hasta las 12:50, que coincide con un máximo. Se puede ver que para el Fronius Agilo el mínimo está aproximadamente en los 20.000 W y que el máximo está en los 80.000 W, esto significa que en ese tiempo la potencia a la salida del inversor a aumentado 4 veces con respecto al tiempo inicial que hemos tomado, mientras que para el Fronius IG 400 la variación para ese intervalo de tiempos va desde los 10.000 W hasta los 20.000 W, por lo tanto la potencia a la salida de dicho inversor a aumentado 2 veces con respecto al tiempo inicial tomado.

Con lo cual la variación de energía que el Fronius Agilo genera es el doble que la variación de energía que genera el Fronius IG 400. Esto quiere decir que el segundo muestra un comportamiento más estable en condiciones de cambio de irradiancia severas.

También es importante observar cuando empieza y cuando termina la generación de energía por parte de los dos inversores, para ello vamos a ver cómo se comportan los inversores tanto al amanecer como al anochecer. Las figuras 5.5 y 5.6 nos muestran estos resultados.

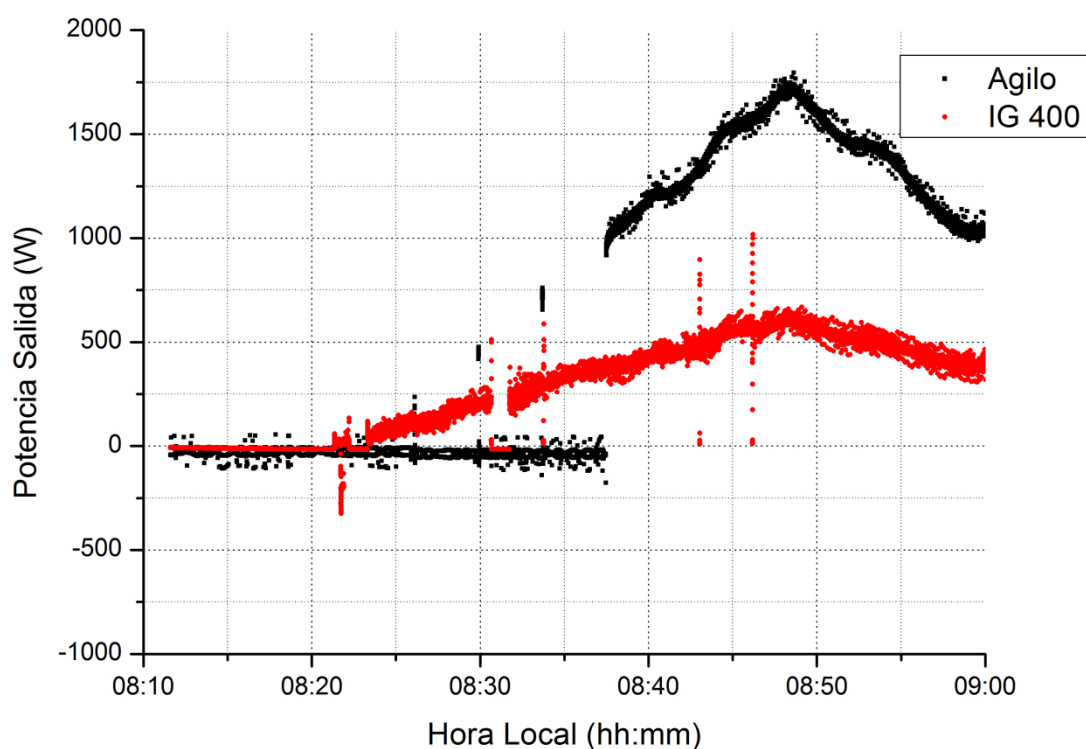


Figura 5.5. Potencia de salida frente al tiempo (amanecer)

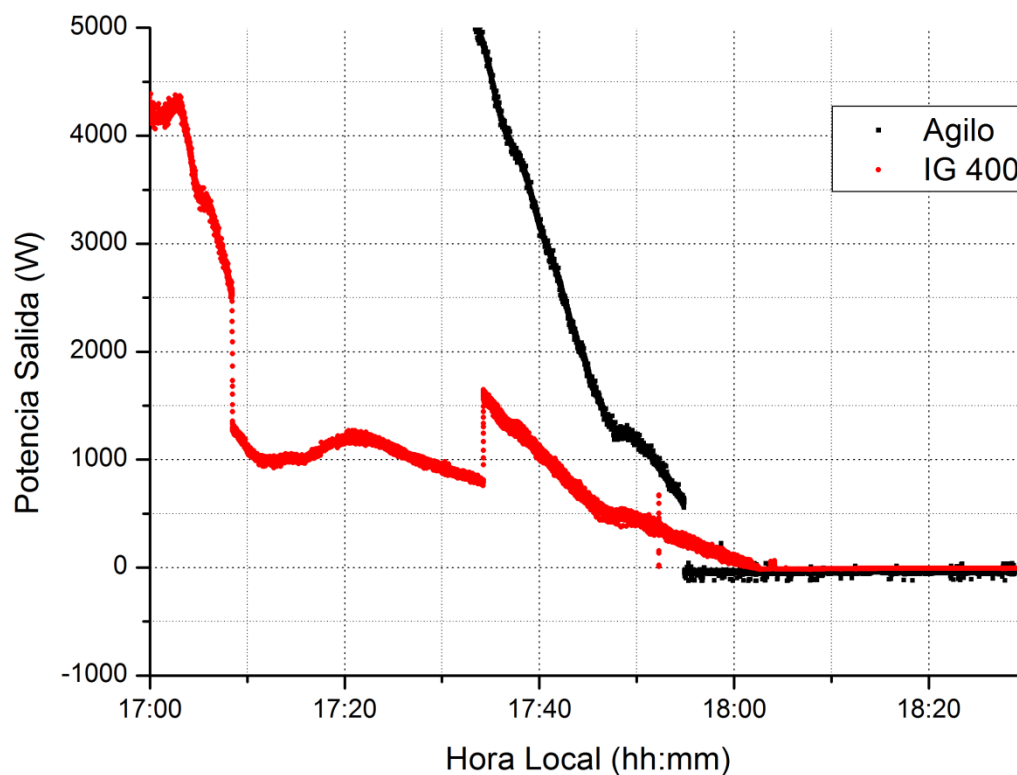


Figura 5.6. Potencia de salida frente al tiempo (anocheecer)

Se puede observar como el Fronius IG 400 mantiene su generación de energía durante más tiempo que el Fronius Agilo. Al amanecer, el primer inversor empieza su generación de energía aproximadamente a las 08:22, mientras que el segundo comienza a generar energía aproximadamente sobre las 08:38. En cuanto al anochecer, el Fronius IG 400 no deja de generar energía hasta las 18:05 aproximadamente, mientras que el Fronius Agilo corta su generación de energía sobre las 17:55.

También es interesante ver cómo se comporta la potencia generada por ambos inversores frente a la tensión del punto de máxima potencia (MPPV), como se muestra en las figuras 5.7 y 5.8. En ambas se puede observar cómo la generación de energía alcanza sus valores esperados cuando la MPPV se encuentra entre aproximadamente los 570 V y 630 V para el caso del Fronius Agilo, y entre los 280V y 340V aproximadamente para el caso del Fronius IG 400. Además, se puede observar cómo la generación de energía por parte de los dos inversores empieza a los 430V de MPPV para el caso del Fronius Agilo, y 220V de MPPV para el Fronius IG 400, coincidiendo con los valores dados por el fabricante.

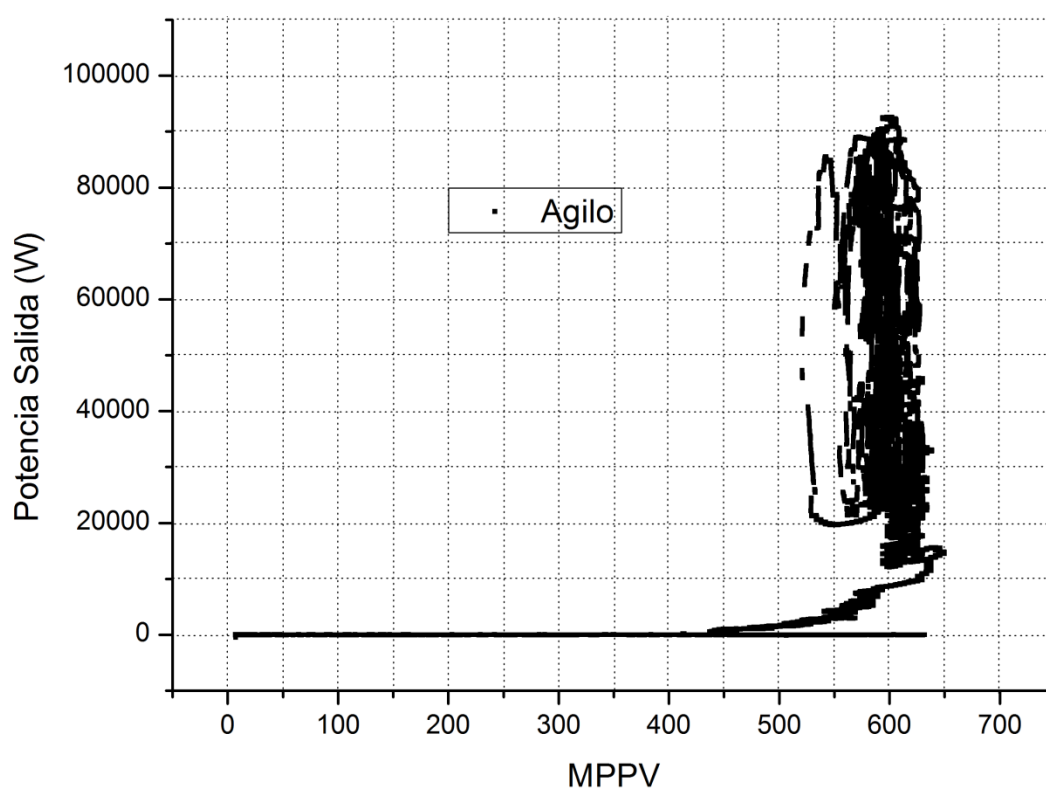


Figura 5.7. Potencia de salida frente a la MPPV el 20/11/2012 (Agilo)

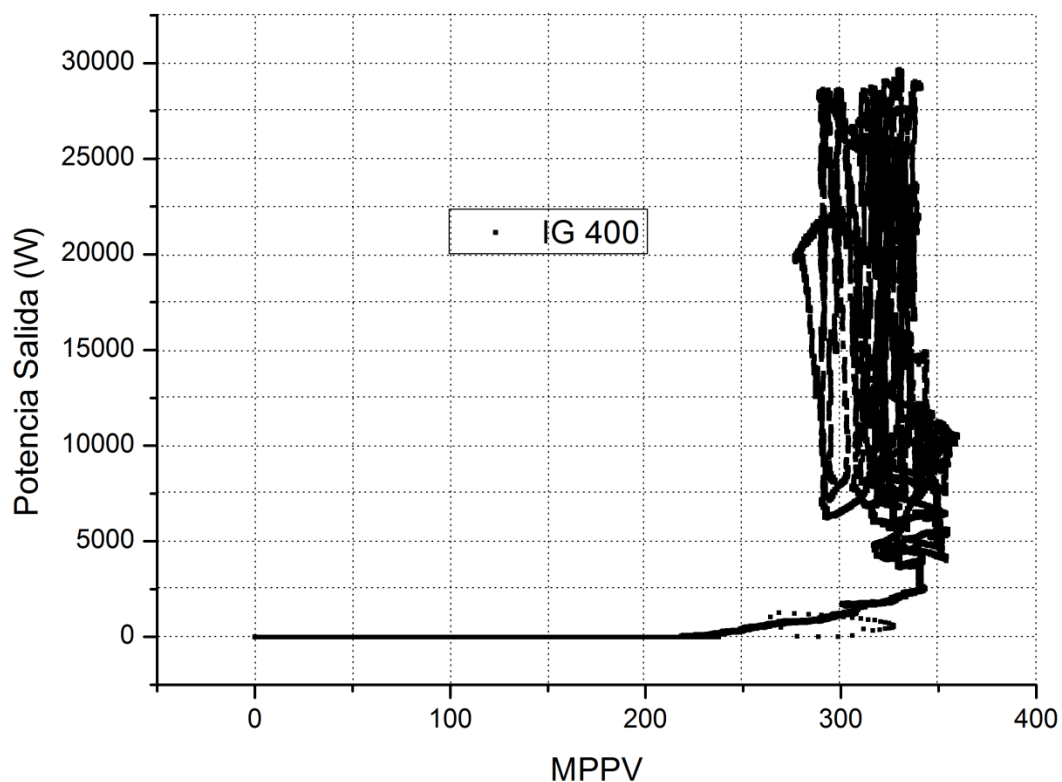


Figura 5.8. Potencia de salida frente a la MPPV el 20/11/2012 (IG 400)

5.2.2. RENDIMIENTO

El rendimiento de un inversor marca la relación entre la potencia de salida del inversor y la potencia de entrada al mismo, y se define como:

$$\eta_I = \frac{P_{salida}}{P_{entrada}} [1]$$

y es uno de los parámetros más importantes para ver el comportamiento de un inversor.

En las figuras 5.9 y 5.10 se puede ver una comparación de estos valores de cada uno de los inversores.

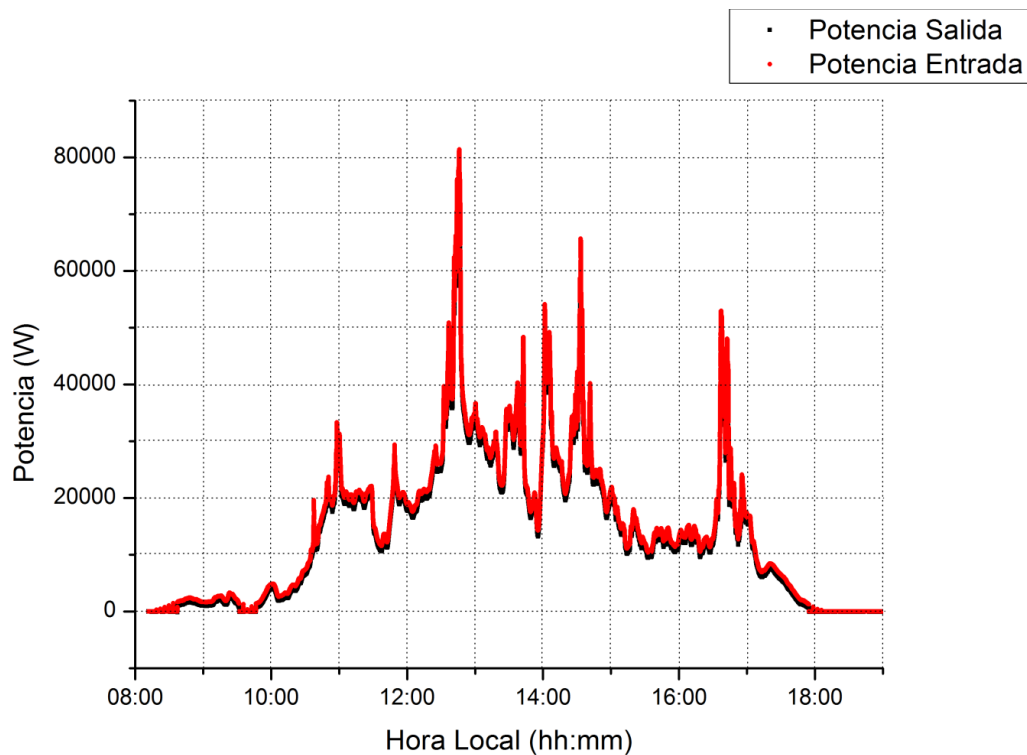


Figura 5.9. Potencia de salida y potencia de entrada con respecto a la hora del día el 21/11/2012 (Agilo)

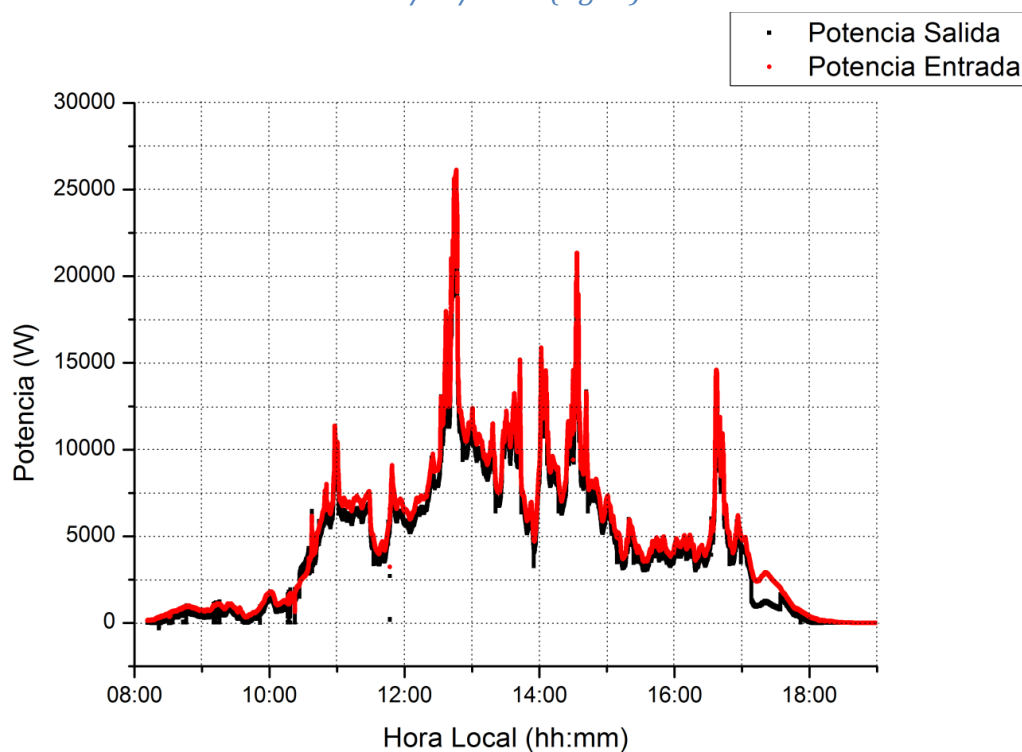


Figura 5.10. Potencias de salida y entrada con respecto a la hora del día el 21/11/2012 (IG 400)

El rendimiento nos va a informar de capacidad del inversor a la hora de transformar la energía, y en qué grado le afectan las pérdidas durante esa transformación.

Va a depender de manera significativa del tipo de tecnología interna correspondiente al tipo de aislamiento. El Fronius Agilo cuenta con un transformador de aislamiento galvánico de 50 Hz, mientras que el Fronius IG 400 cuenta con uno de alta frecuencia.

A continuación se mostrarán representaciones gráficas correspondientes a los rendimientos de cada uno de los inversores frente a la potencia nominal de CC normalizada.

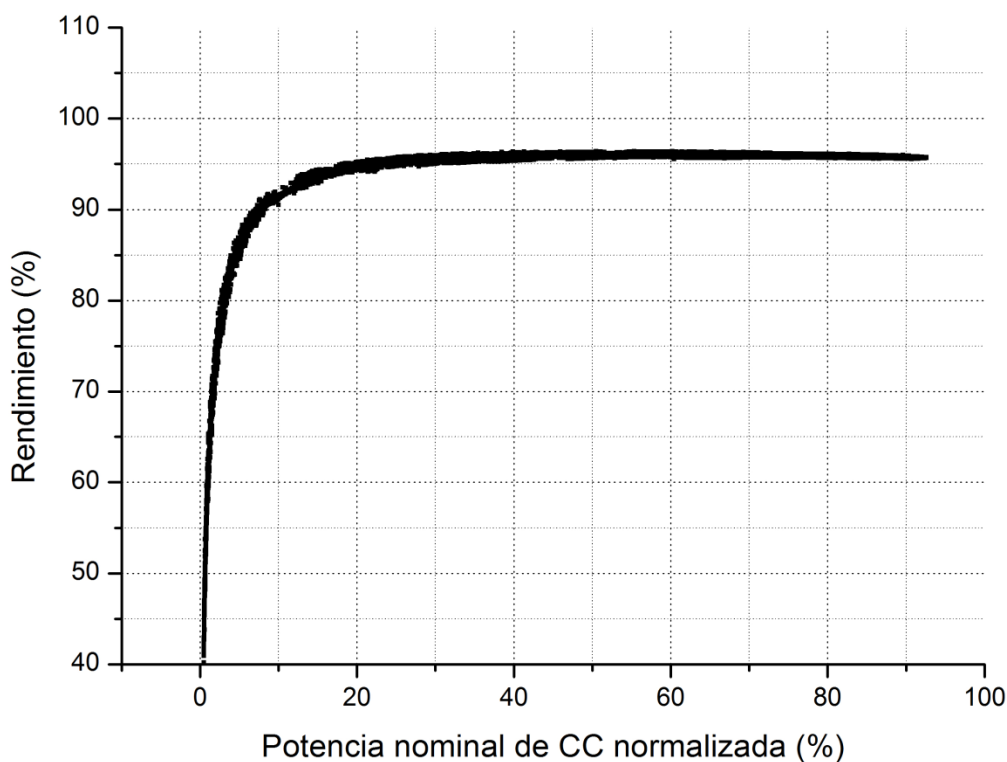


Figura 5.11. Rendimiento (%) frente a potencia nominal de CC (%) el 20/11/2012 (Agilo)

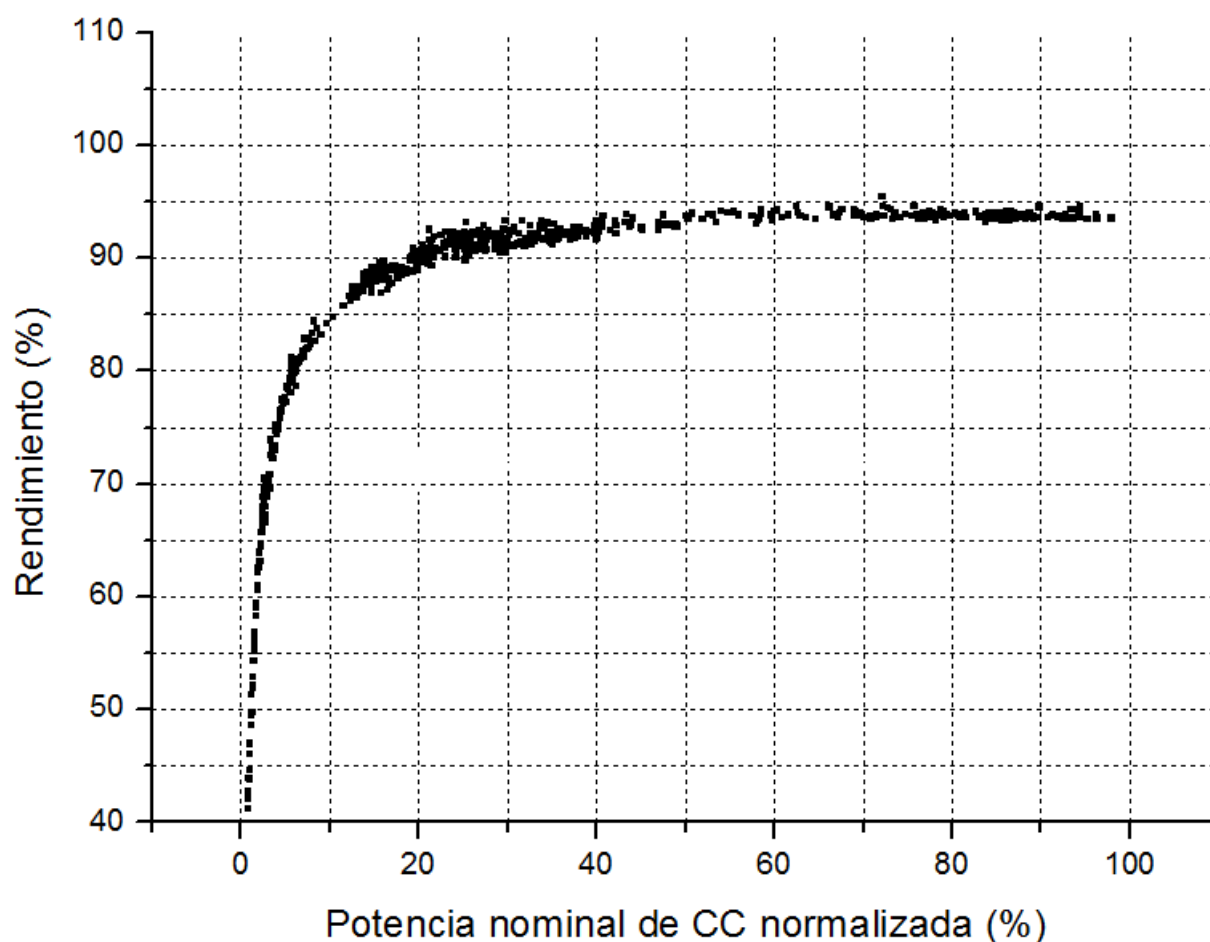


Figura 5.12. Rendimiento (%) frente a potencia nominal de CC (%) el 20/11/2012 (IG 400).

Como podemos observar en las representaciones anteriores el rendimiento máximo que alcanza cada inversor coincide con el marcado por el fabricante, que es del 97,2% para el Fronius Agilo y del 94,3% para el Fronius IG 400.

Podemos ver que para el caso del Fronius Agilo alcanza prácticamente su rendimiento máximo (95%) a partir del 20% de su potencia nominal de CC. Entre el 20% y el 40% de su potencia nominal de CC el rendimiento traza una ligera curva que asciende su rendimiento en casi un 2% hasta alcanzar casi el 97% de su rendimiento máximo y, a partir de ahí, su rendimiento parece más bien una línea recta, manteniéndose casi constante, y decreciendo lentamente a partir de 60% de su potencia nominal de CC. Esto se puede ver mejor en la figura 5.13 donde se hace un zoom de la zona interesada de análisis.

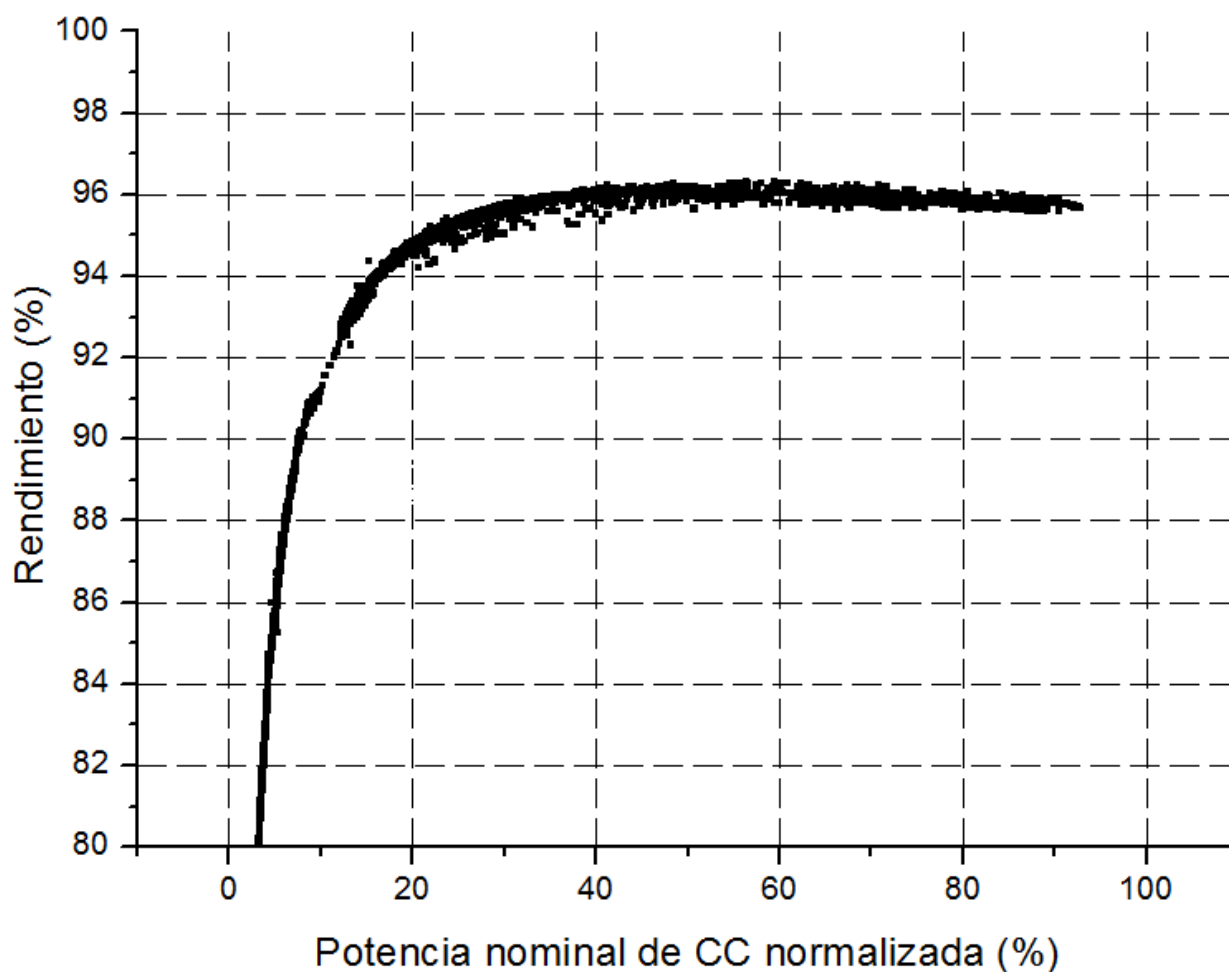


Figura 5.13. Rendimiento (%) frente a potencia nominal de CC normalizada (%) el 20/11/2012 correspondiente al Fronius Agilo.

En cuanto al Fronius IG 400 podemos observar cómo el rendimiento no se estabiliza y, por lo tanto, la curva pasa a ser casi una recta con valor casi constante, a partir del 40% de su potencia nominal en CC, en donde el rendimiento alcanza un valor de casi el 94%. A partir de ese punto, el rendimiento va creciendo muy lentamente y se estabiliza del todo cuando su potencia nominal de CC alcanza el 60% de su valor. Además, a diferencia del Fronius Agilo, el Fronius IG 400 mantiene su rendimiento estable hasta el 100% del valor de potencia nominal de CC y no decrece. Véase la figura 5.14 donde se puede ver un zoom de la zona interesada de dicho inversor.

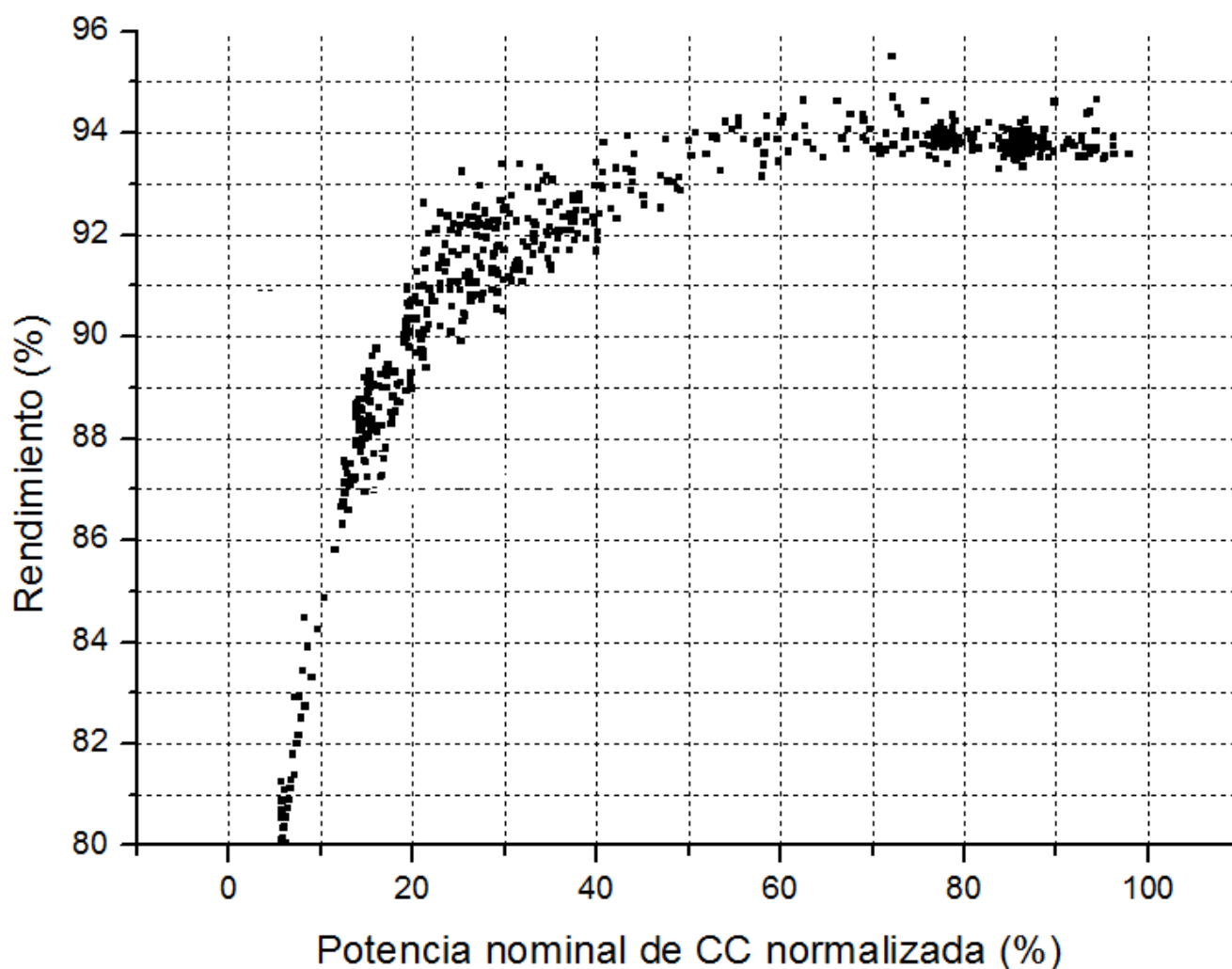


Figura 5.14. Rendimiento (%) frente a potencia nominal de CC normalizada (%) el 20/11/2012 correspondiente al Fronius IG 400.

Por lo tanto, se podría decir que, el comportamiento del Fronius Agilo tiene una respuesta más rápida y, por lo tanto, necesita menos potencia de CC para dar un rendimiento mayor.

Además, las variaciones de rendimiento son mucho mayores en el Fronius IG 400 que en el Agilo.

Para el caso del Fronius Agilo para, por ejemplo, el 20% de potencia nominal de CC normalizada, el rendimiento fluctúa entre el 94% y el 95%, produciéndose por lo tanto una variación en el rendimiento muy pequeña

En cambio, para el caso del Fronius IG 400, para ese mismo caso, el rendimiento varía entre el 88% y el 93%, siendo una variación bastante grande en comparación con la del Fronius Agilo.

A continuación se puede ver una comparación de ambos rendimientos.

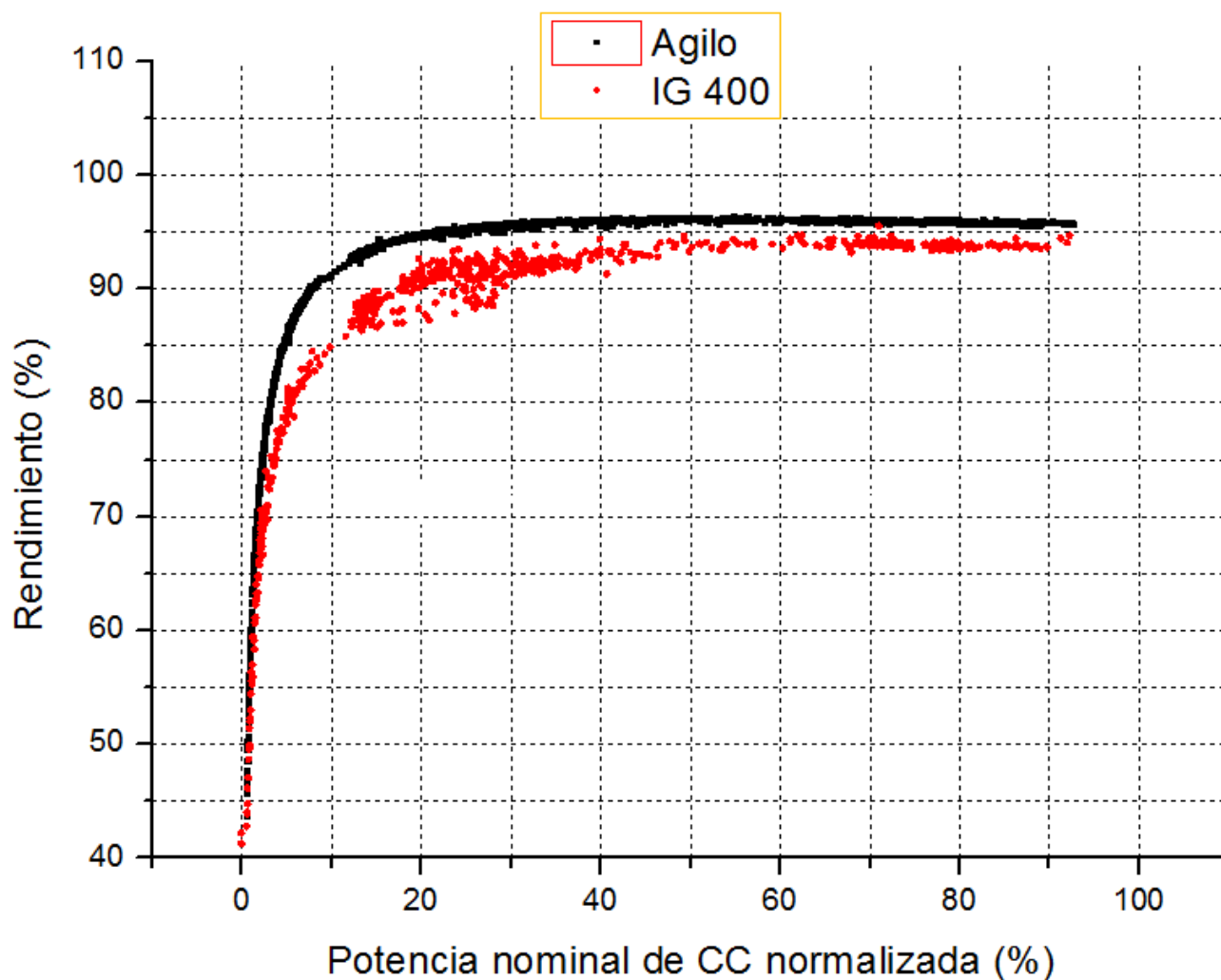


Figura 5.15. Rendimiento (%) frente a potencia nominal de CC normalizada (%) correspondiente a ambos inversores.

Cálculo del Rendimiento Europeo (η_{Eur})

Del rendimiento anteriormente visto, el del inversor, se obtiene el rendimiento europeo, que es el factor más usado para comparar inversores, principalmente de conexión a red, como en este caso.

Se define como un rendimiento normalizado válido para climas europeos, en función del rendimiento a distintos porcentajes de potencia de operación, respecto de la potencia nominal.

Se obtiene del promedio ponderado de las eficiencias bajo distintas cargas, sin contemplar la tensión de entrada a la que debe calcularse.

Se calcula como:

$$\eta_{Eur} = \sum \alpha_{Eu} \cdot \eta_{i_MPP} [2]$$

Siendo α_{Eu} el factor de ponderación europeo y η_{i_MPP} el rendimiento estático del seguidor del punto de máxima potencia para una potencia parcial determinada.

Es decir, se calcula combinando los valores de rendimiento para valores concretos de potencia de salida del inversor, η_i .

La ecuación en que nos apoyaremos para el cálculo será la siguiente:

$$\eta_{Eur} = 0.03\eta_{5\%} + 0.06\eta_{10\%} + 0.13\eta_{20\%} + 0.1\eta_{30\%} + 0.48\eta_{50\%} + 0.2\eta_{100\%} [3]$$

Donde, por ejemplo, $\eta_{20\%}$ es el rendimiento del inversor cuando opera a un 20% de la potencia nominal.

Por lo tanto para el cálculo nos apoyaremos en las figuras 5.13 y 5.14 donde se representa el rendimiento del inversor, η_i , en función de la potencia nominal de CC normalizada en %, y donde los valores están más claros.

Los valores para el cálculo, por lo tanto, los sacaremos de las figuras citadas anteriormente, para cada inversor, tal como muestran las siguientes tablas.

FRONIUS AGILO		
Pot. Nom. CC (%)	$\eta_{i\%}$	
5%	0,83	$\eta_{5\%}$
10%	0,91	$\eta_{10\%}$
20%	0,93	$\eta_{20\%}$
30%	0,95	$\eta_{30\%}$
50%	0,96	$\eta_{50\%}$
100%	0,96	$\eta_{100\%}$

Tabla 1. Rendimiento en función de la Potencia nominal CC en %.

FRONIUS IG 400		
Pot. Nom. CC (%)	$\eta_{i\%}$	
5%	0,8	$\eta_{5\%}$
10%	0,85	$\eta_{10\%}$
20%	0,9	$\eta_{20\%}$
30%	0,92	$\eta_{30\%}$
50%	0,93	$\eta_{50\%}$
100%	0,94	$\eta_{100\%}$

Tabla 2. Rendimiento en función de la Potencia nominal CC en %.

Puesto que existe una variación del rendimiento para un mismo valor de la potencia nominal de CC (%) y, sobre todo, para el caso de Fronius IG 400, hemos tomado valores intermedios de la curva mostrada en las gráficas para ambos inversores.

Por lo tanto, sustituyendo dichos valores en la ecuación [3] tenemos que:

$$\eta_{\text{Eur AGILO}} = 94,49\%$$

$$\eta_{\text{Eur IG 400}} = 91,84\%$$

5.2.3. Tensión del punto de MÁXIMA POTENCIA (MPPV)

La tensión de entrada al inversor es ajustada por el mismo con el objetivo de encontrar el punto óptimo de la curva que ofrezca un rendimiento estable en torno al 99,5%. Esto es conseguido mediante un sistema electrónico incorporado en el inversor que modifica la tensión de entrada procedente del panel, adecuando la tensión a los valores especificados.

Esta tensión está especificada por el fabricante en un rango que va desde 460 a 820 V para el caso del Fronius Agilo, y desde 210 a 420 V para el Fronius IG 400, de tal forma, que una tensión fuera de este rango, no sería óptima para la generación de energía por parte del inversor. Por lo tanto, es requerido un valor de la tensión dentro de este rango para que el inversor pueda transferir su potencia nominal adecuadamente.

A continuación veremos una representación gráfica de las tensiones de MPPT para cada inversor, cuyas medidas fueron tomadas el 21 de noviembre del 2012.

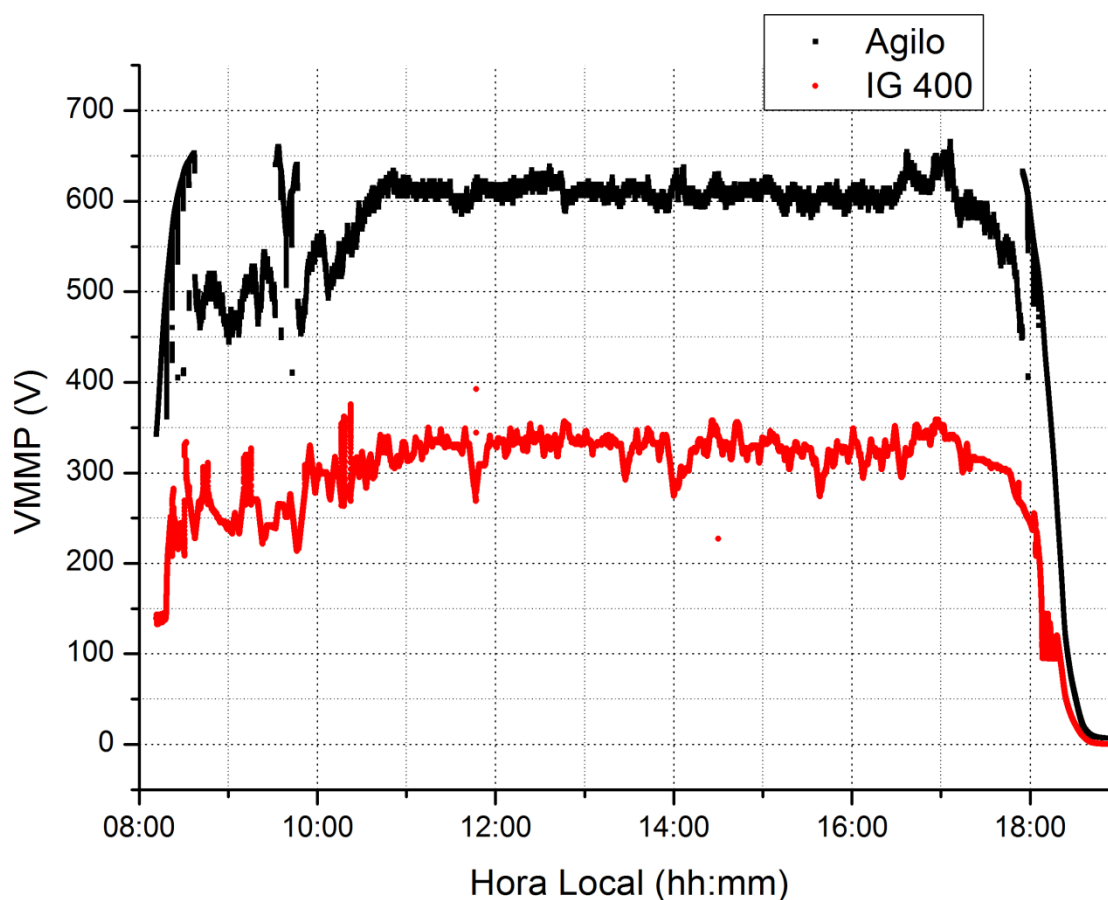


Figura 5.16. Tensión del punto de máxima potencia con respecto a la hora del día el 21/11/2012 para ambos inversores.

Se puede ver en la figura 5.16 que para ambos inversores la MMPT es muy irregular en las primeras horas del día, pero a partir de las 11:00 se estabiliza y se mantiene sobre los 600 V en el caso del Fronius Agilo, y sobre los 350 V en el caso del IG 400. Esto coincide con el momento en que los dos inversores empiezan a generar energía a niveles aceptables.

En ningún momento los valores de tensión se encuentran fuera del rango marcado por el fabricante, con la excepción de los momentos en los que la radiación solar es casi nula, o sea, cuando empieza a anochecer sobre las 18:10, y cuando empieza a salir el sol sobre las 8:00.

También es importante, como en el caso de la potencia de salida, tener en cuenta cómo se comportan, en este caso, cada uno de los inversores al amanecer y al anochecer. A continuación veremos una representación más detallada de la zona de estudio.

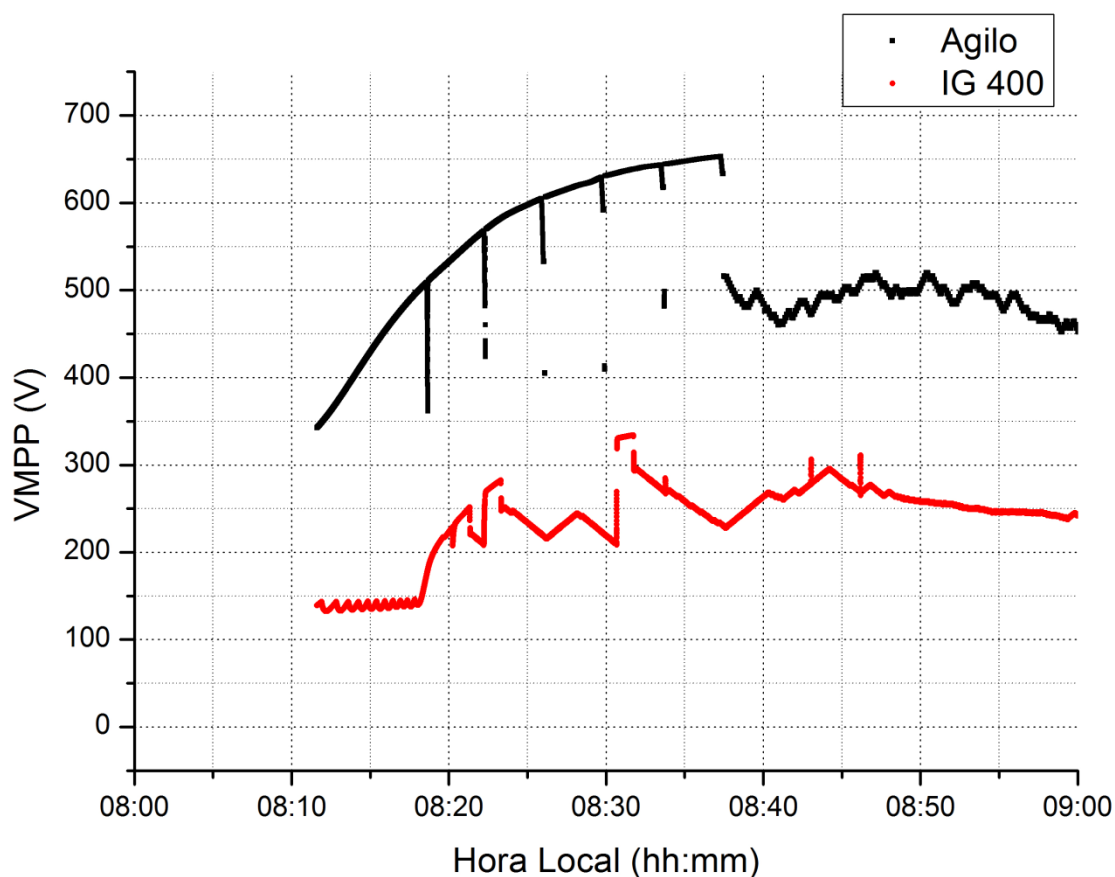


Figura 5.17. Tensión del punto de máxima potencia con respecto a la hora del día para ambos inversores (amanecer).

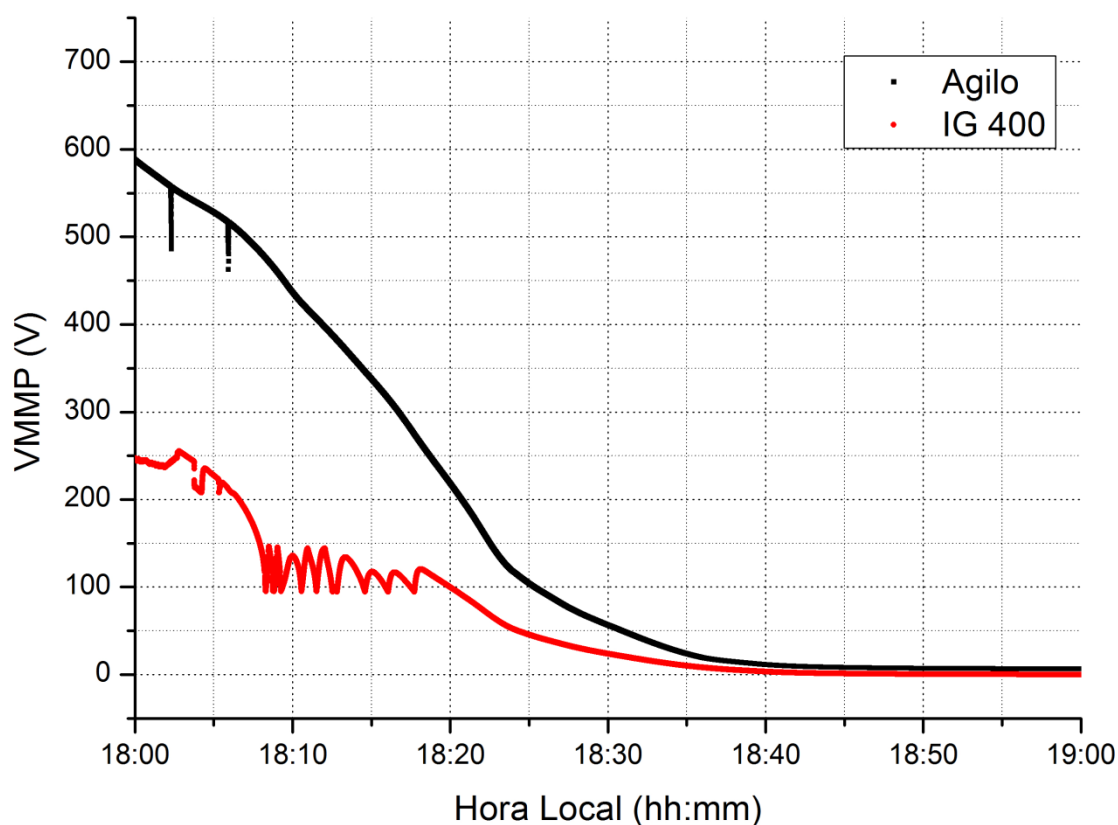


Figura 5.18. Tensión del punto de máxima potencia con respecto a la hora del día para ambos inversores (anochece).

Como podemos ver en las figuras 5.17 y 5.18 ambos inversores coinciden en el momento de activación y desactivación de sus seguidores del punto de máxima potencia. Esto es lógico ya que esto no depende del inversor en sí, sino del generador fotovoltaico, que envía la tensión al inversor cuando hay suficiente radiación solar.

También es interesante ver cómo varía la VMPP con respecto a la potencia nominal de CC. A continuación veremos una representación de lo dicho anteriormente.

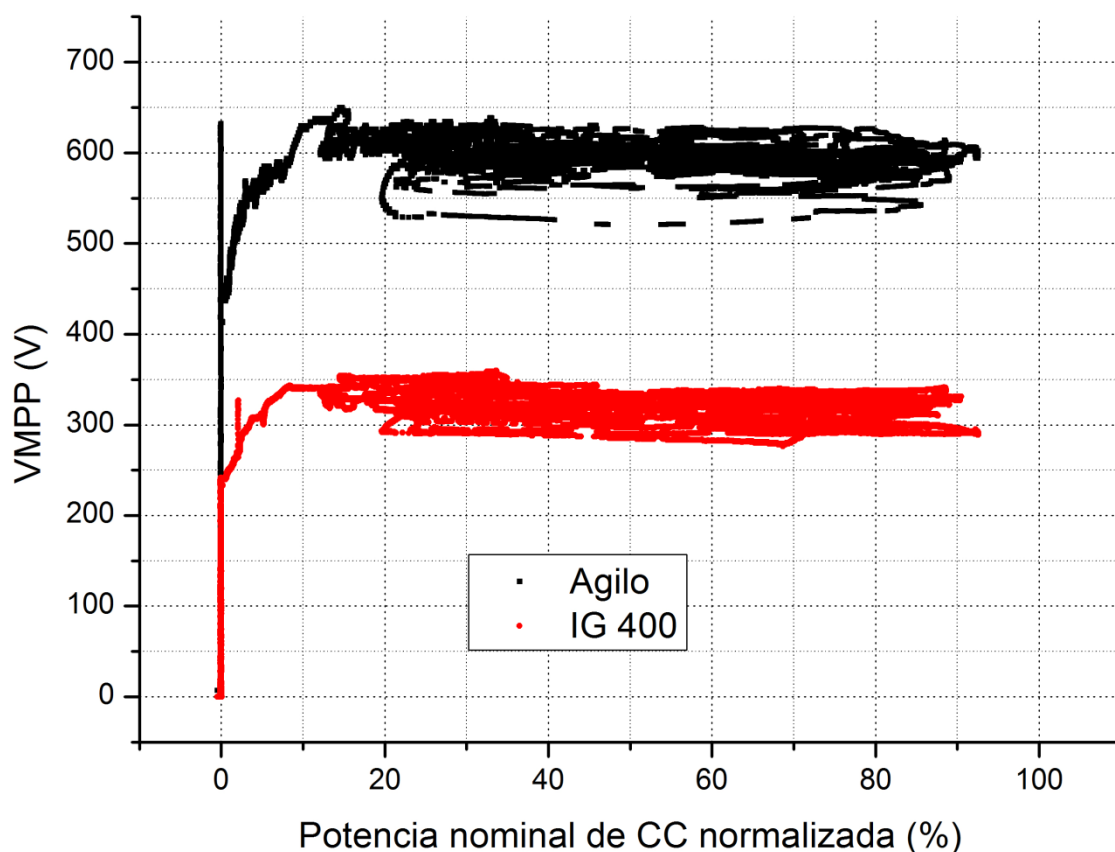


Figura 5.19. Tensión del punto de máxima potencia con respecto a la potencia nominal el 21/11/2012 de CC normalizada (%)

Podemos observar que ambos inversores mantienen una regularidad y una estabilidad en sus valores de VMPP a partir del 20% de su potencia nominal de CC, variando estos, en el caso del Fronius Agilo, entre 520 V y 630 V, y en el caso del Fronius IG 400 entre 290 V y 360 V.

5.2.4. POTENCIA REACTIVA

Para conseguir que las instalaciones fotovoltaicas ayuden a la estabilidad del sistema eléctrico, es necesario implementar en los inversores una serie de modificaciones que permitan adaptar la producción de los inversores, adecuándose a las necesidades de la red.

Uno de los puntos importantes para mantener la estabilidad de la red, además de la variación de la frecuencia de trabajo, es el aporte de potencia reactiva a la red eléctrica.

El motivo de controlar la potencia reactiva es mantener los valores de tensión de los nudos de la red dentro de los márgenes aceptables en el sistema. Las nuevas regulaciones imponen que los inversores sean capaces de inyectar potencia reactiva, tanto inductiva como capacitiva.

A continuación veremos una representación gráfica de las potencias reactivas, en Var, con respecto a la hora del día, de cada uno de los inversores del análisis.

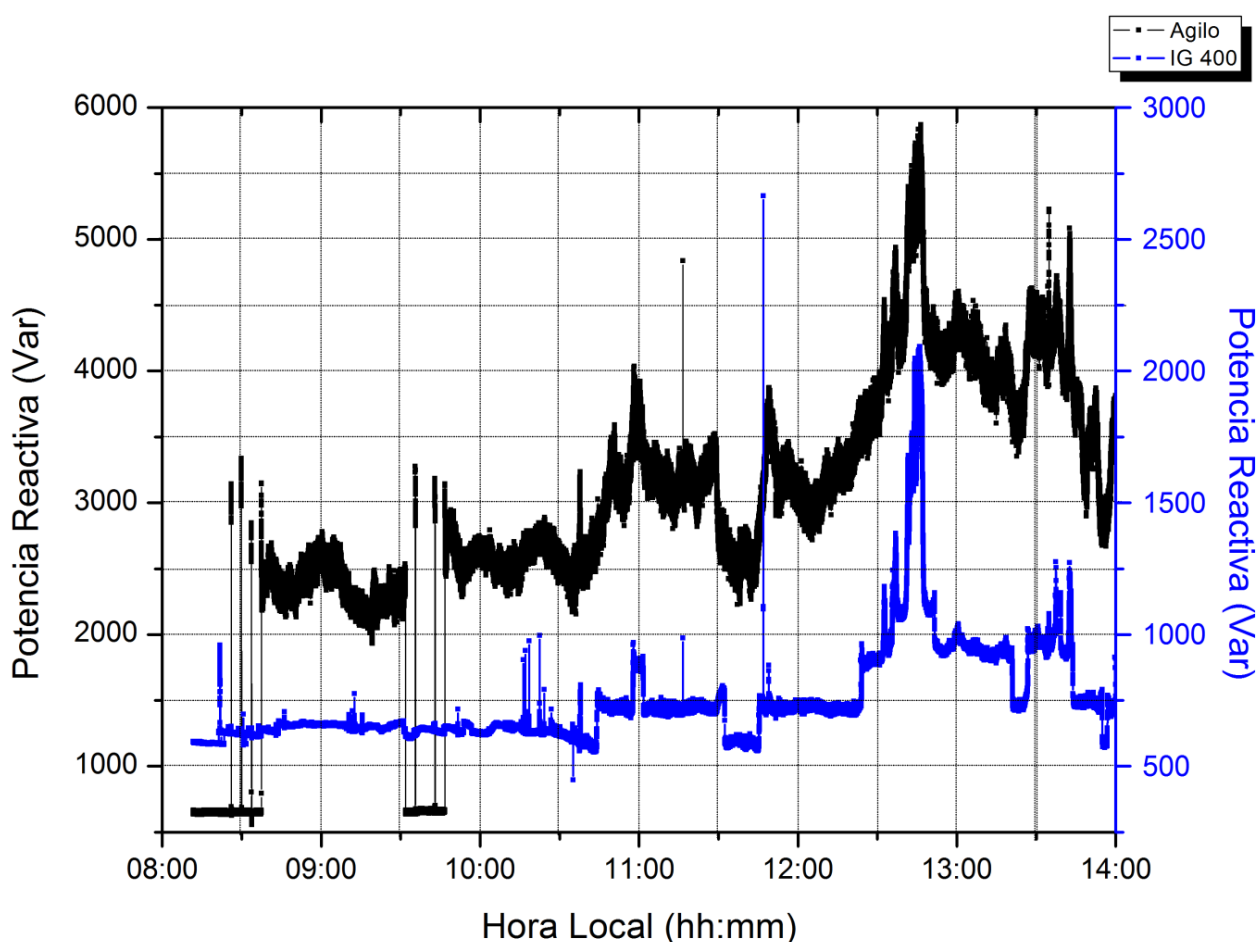


Figura 5.20. Potencia reactiva (Var) frente a la hora del día el 21 /11/ 2012 para ambos inversores (mañana).

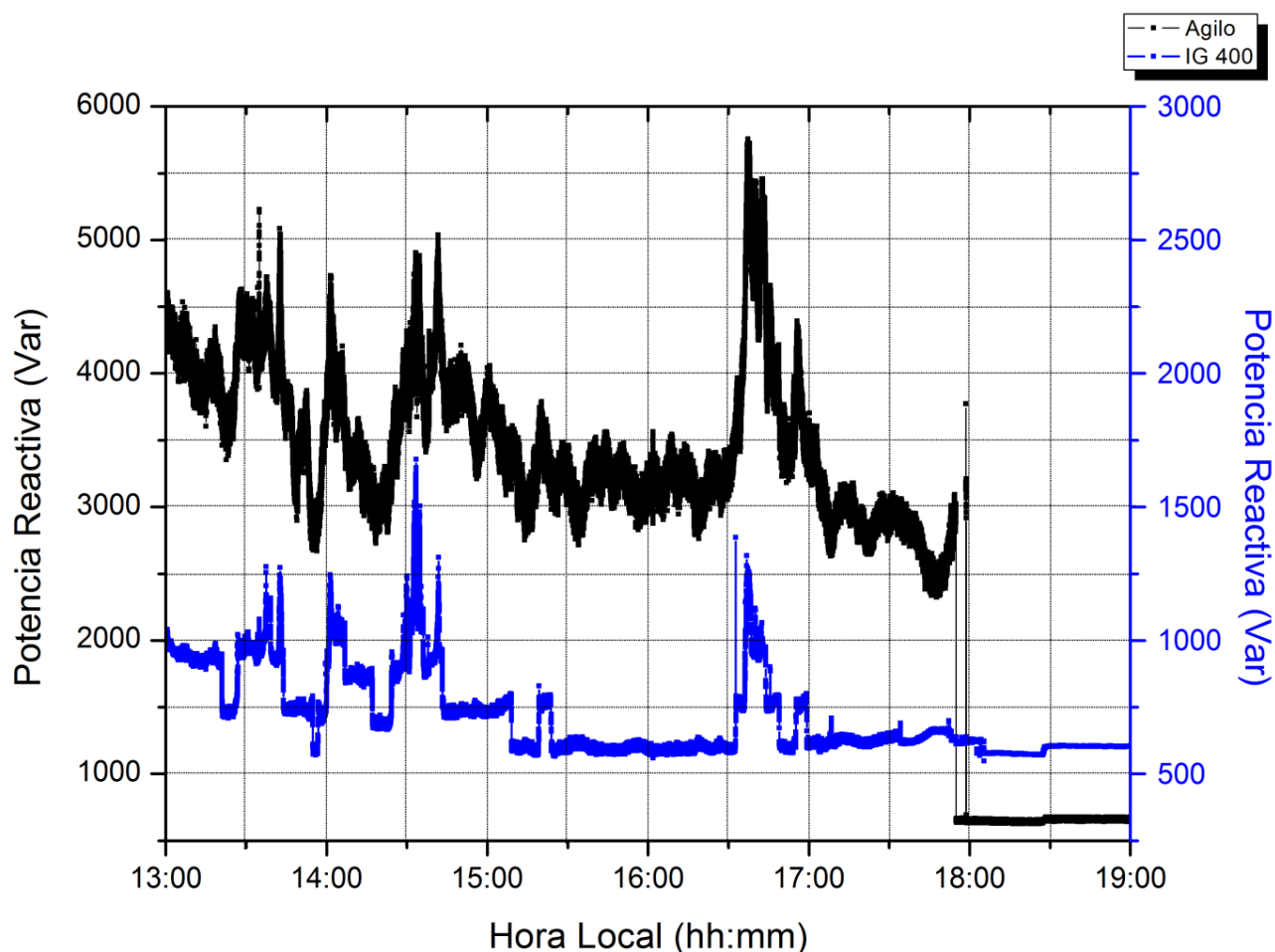


Figura 5.21. Potencia reactiva (Var) frente a la hora del día el 21 /11/ 2012 para ambos inversores (tarde).

Podemos ver en las dos gráficas anteriores cómo varía la potencia reactiva, que cada uno de los inversores vierte a la red, a lo largo del día. Se puede apreciar, para ambos inversores, cómo dicha potencia varía en el tiempo ajustándose a las exigencias de la red.

También es importante observar el comportamiento de la potencia reactiva generada por los inversores con respecto a la potencia nominal de CC. A continuación veremos una representación gráfica de esto.

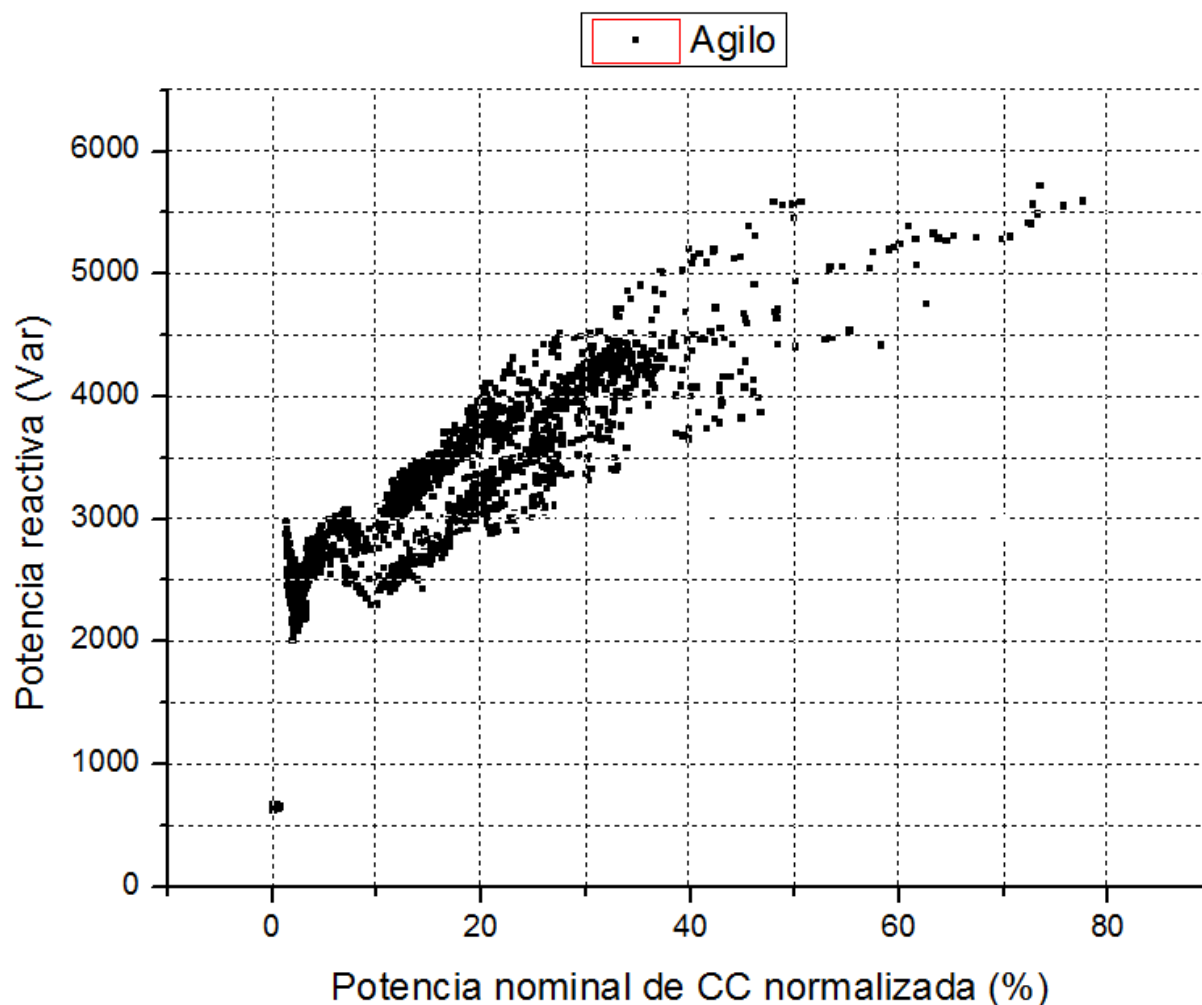


Figura 5.22. Potencia reactiva (Var) frente a la potencia nominal de CC normalizada (%) el 21 / 11 / 2012 para el Fronius Agilo.

Podemos observar que para el caso del Fronius Agilo la potencia reactiva vertida a la red alcanza sus cotas más altas cuando la potencia nominal de CC prácticamente pasa del 50% de su valor. Sus cotas más bajas las alcanza cuando la potencia nominal de CC es casi nula. Hay que tener en cuenta que el día 21 de noviembre, en el que se tomaron las medidas, el tiempo estaba nublado, y por lo tanto los generadores no estaban transformando mucha energía. El máximo nivel de potencia de CC que se da ese día ronda el 76%, pero la mayor parte del tiempo está rondando entre el 20% y el 45%, por eso la mayor parte de los puntos de la gráfica se acumulan en el centro.

La potencia reactiva inyectada a la red es muy variante para cualquier valor de la potencia nominal de CC, pero se podría decir que existe una relación casi proporcional entre las mismas.

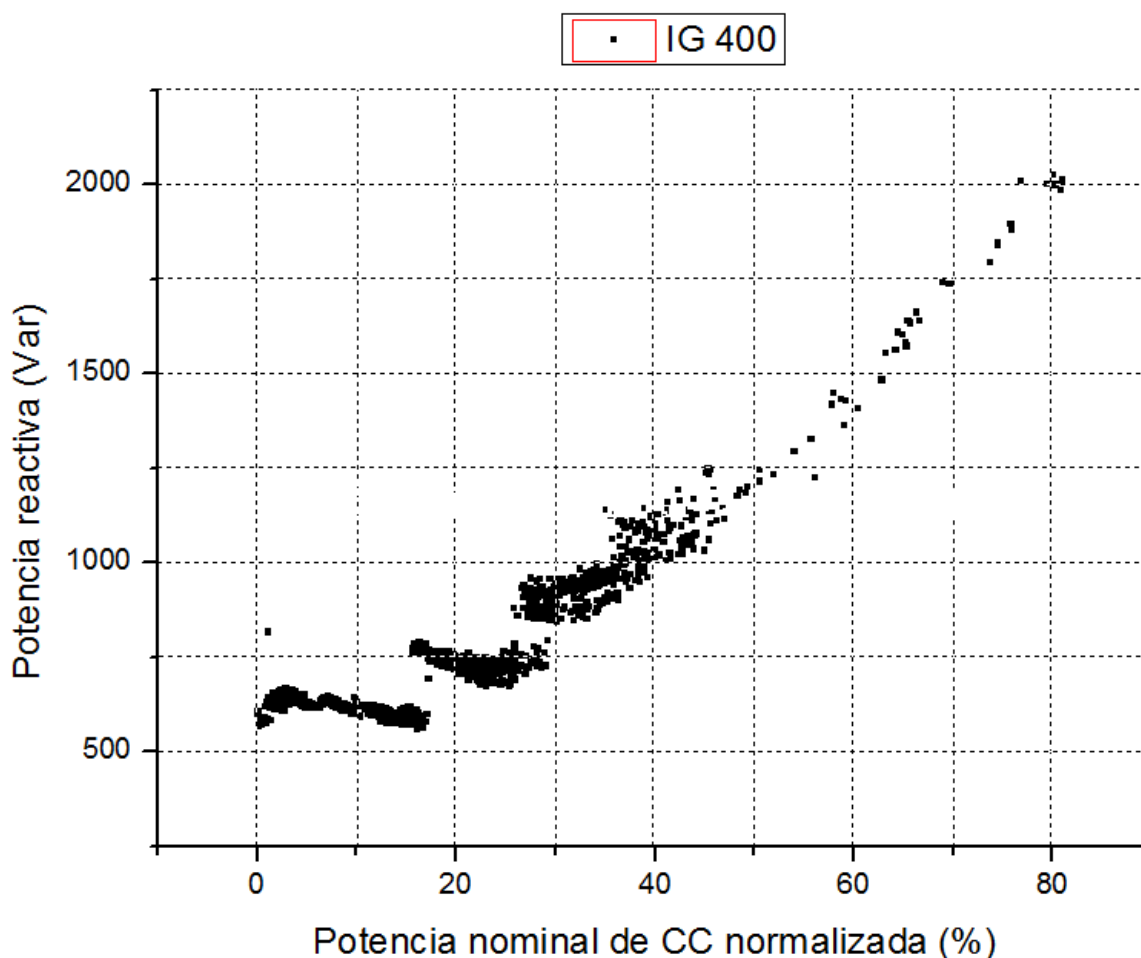


Figura 5.23. Potencia reactiva (Var) frente a la potencia nominal de CC normalizada (%) el 21 / 11 / 2012 para el Fronius IG 400.

En cuanto al Fronius IG 400 la respuesta de la potencia reactiva vertida a la red eléctrica con respecto a la potencia nominal de CC es parecida a la del Fronius Agilo, pero menos variante, produciéndose sus cotas mínimas cuando la potencia nominal de CC es casi nula, y sus cotas máximas cuando dicha potencia alcanza aproximadamente el 82% de su valor, que es el máximo que alcanza en ese día. Se puede observar, al igual que en el caso anterior, que la mayoría de los valores de la potencia nominal de CC están entre el 30% y el 50%. Y además, también existe una relación casi proporcional entre ambos parámetros, haciendo que la función parezca casi una línea recta ascendente.

Por lo tanto, podemos decir, que el Fronius Agilo cuenta con una mayor adaptación a las necesidades de la red eléctrica, pudiendo modificar su inyección de potencia reactiva en un rango mucho mayor que el del Fronius IG 400.

5.2.5. FACTOR DE POTENCIA ($\cos \varphi$)

Como ya hemos visto con anterioridad, los sistemas fotovoltaicos de conexión a red van a tener que cumplir unas condiciones para que la señal de salida sea óptima para poder ser inyectada a la red eléctrica. Una de las condiciones es que el factor de potencia sea el óptimo para cada instante y que se ajuste a las necesidades de la red eléctrica en cada momento.

Puesto que ni la potencia aparente (S) ni el factor de potencia ha sido medido experimentalmente, pero si la potencia activa y la reactiva, lo hallaremos tal y como veremos en el cálculo que viene a continuación.

5.2.5.1. CALCULO DEL FACTOR DE POTENCIA

El factor de potencia ($\cos \varphi$) se define como:

$$\text{f.d.p.} = \frac{P}{S} = \cos \varphi [4]$$

Siendo “P” la potencia activa medida en W, “S” la potencia aparente medida en Var y φ el ángulo entre la potencia activa y la aparente, tal como se representa a continuación:

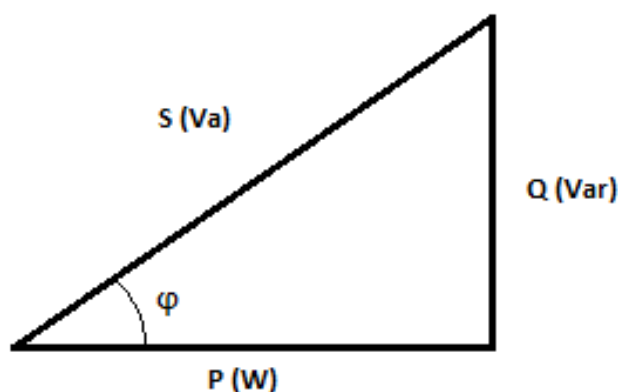


Figura 5.24. Triángulo de potencias.

El factor de potencia tomará el valor 1 para cargas puramente resistivas y el valor 0 para cargas puramente inductivas.

Apoyándonos en el triángulo de potencias tenemos que:

$$P^2 + Q^2 = S^2 \quad [5]$$

$$S = \sqrt{(P^2 + Q^2)} \quad [6]$$

Con esto obtenemos la potencia aparente en cada instante.

El factor de potencia de cada inversor en cada instante se obtendrá de la siguiente fórmula:

$$\cos \phi = \frac{P}{S} \quad [7]$$

Puesto que el cálculo no corresponde a un solo punto, sino a miles, ya que los datos han sido recogidos aproximadamente cada 50 milisegundos, hay que extrapolarlo a cada uno de los instantes en que fueron tomados los datos. Por lo tanto las fórmulas utilizadas en el programa donde hemos realizado los cálculos son:

$$S_i = \sqrt{(P_i^2 + Q_i^2)} \quad [8]$$

$$\cos \phi_i = \frac{P_i}{S_i} \quad [9]$$

Siendo “i” un determinado instante donde han sido medidos los datos que, como ya hemos dicho anteriormente, sucede con una frecuencia de aproximadamente 50 milisegundos.

5.2.5.2. ESTUDIO DEL FACTOR DE POTENCIA

Así pues, teniendo en cuenta estos cálculos, la representación del factor de potencia para cada uno de los inversores con respecto a la hora del día será como se representa a continuación:

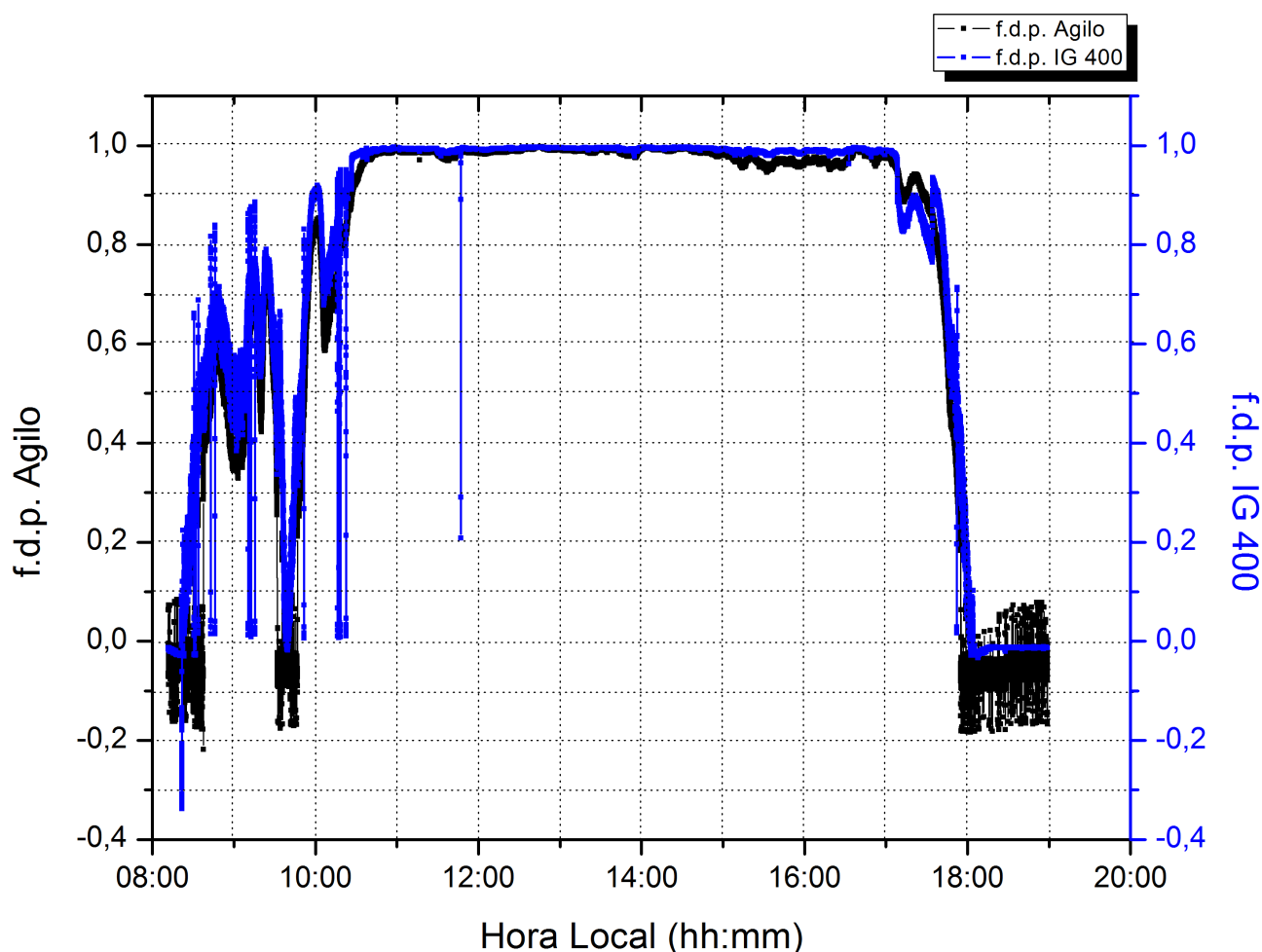


Figura 5.25. Factor de potencia frente a la hora del día el 21 / 11 / 2012 para ambos inversores.

Como podemos observar en la figura 5.25 el factor de potencia es muy inestable en las primeras horas del día, donde toma valores entre 0 y 0,9, donde la potencia reactiva generada es mayor que la activa, y se estabiliza a partir de las 10:30, donde toma valores cercanos a 1 para ambos inversores. Esto es debido a que la radiación solar en las primeras horas del día es muy escasa y cambiante, y los paneles no están generando la suficiente energía como para que el inversor pueda trabajar con una buena eficiencia. Esto se ve más claro en las figuras 5.26 y 5.27. El factor de potencia se mantiene estable hasta aproximadamente las 17:00 donde empieza a caer hasta las 18:00, donde toma el valor de 0.

Hay que tener en cuenta que no es conveniente que el factor de potencia baje de 0,9, no solo por la reducción de la eficiencia, sino porque se acorta también la vida útil de la electrónica de potencia. Además, una disminución del factor de potencia significa un incremento en la distorsión armónica total, lo que empeora la calidad de la onda.

Esto no es un problema en este caso, ya que la mayor parte del tiempo de funcionamiento de los inversores el factor de potencia está en valores cercanos al 1 y, por lo tanto, inyectando una energía a la red óptima.

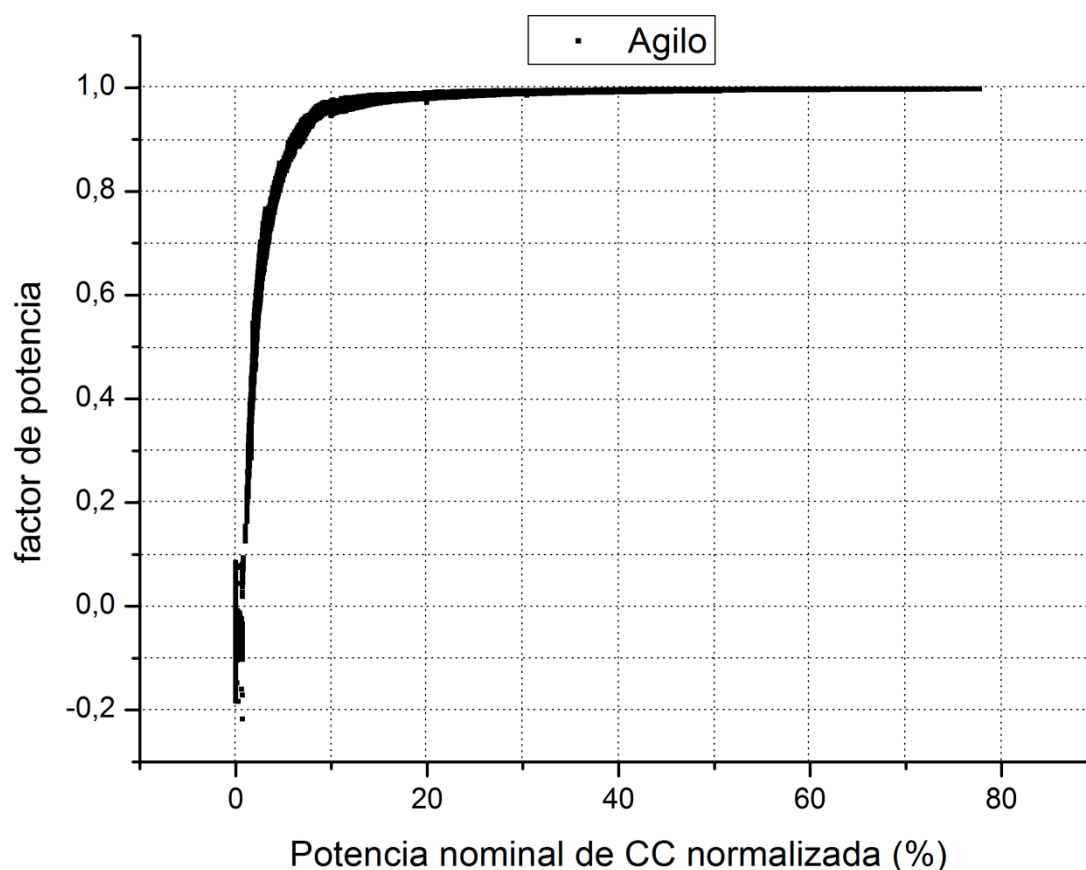


Figura 5.26. Factor de potencia frente a la potencia nominal de CC normalizada el 21 / 11 / 2012 (Agilo)

En la figura 5.26 se puede observar la relación que hay entre el factor de potencia y la potencia nominal de CC en % en el caso del inversor Fronius Agilo. Se puede ver que el factor de potencia está por debajo de 0,9, lo cual es peligroso para el equipo electrónico, con valores de la potencia nominal de CC menores al 7%, lo cual,

en condiciones normales, no debería de pasar. A partir de aproximadamente el 10% de la potencia nominal de CC el factor de potencia es prácticamente uno, lo que asegura un buen funcionamiento del equipo electrónico y una buena calidad en la onda que se va a inyectar a la red.

Las variaciones en la función del factor de potencia son muy pequeñas con respecto a la potencia nominal de CC, por lo tanto, es una buena forma de ver el comportamiento de este parámetro.

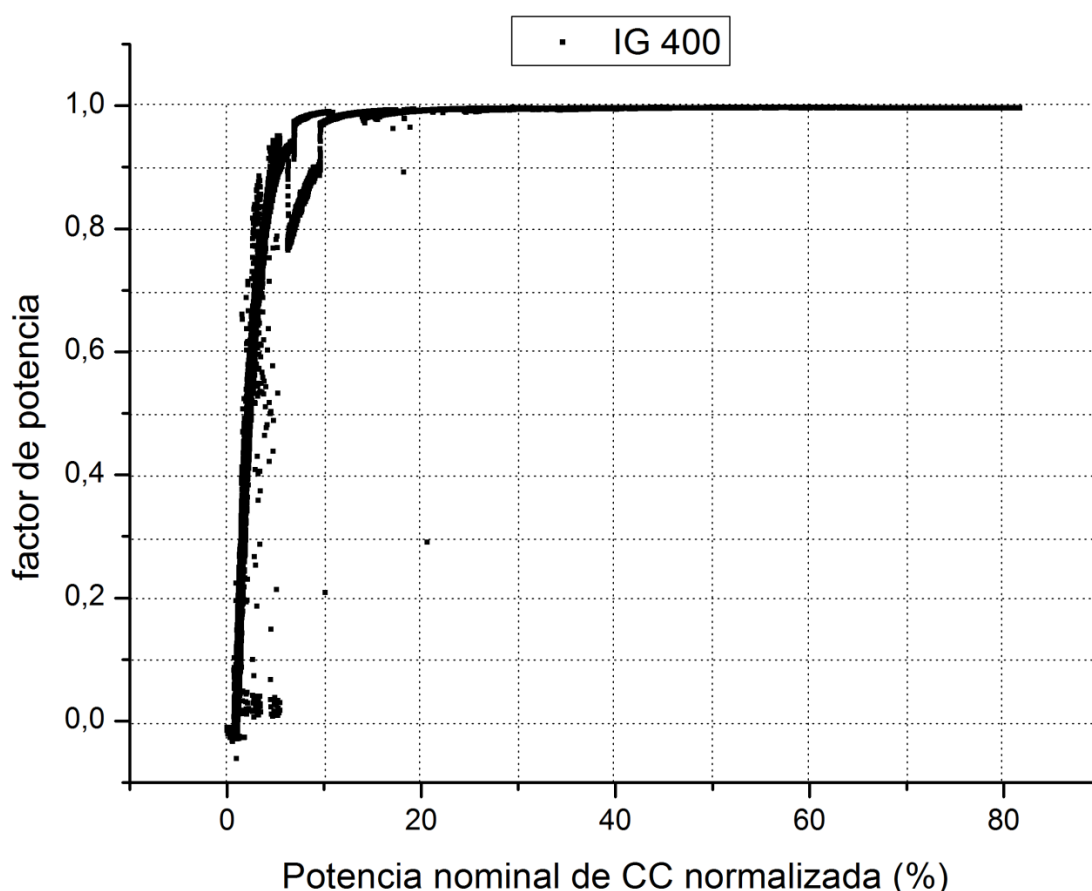


Figura 5.27. Factor de potencia frente a la potencia nominal de CC normalizada el 21 / 11 / 2012 (IG 400)

En la figura 5.27 se puede observar la relación que hay entre el factor de potencia y la potencia nominal de CC en % en el caso del inversor Fronius IG 400. Se puede ver que el factor de potencia está por debajo de 0,9, lo cual es peligroso para el equipo electrónico, con valores de la potencia nominal de CC menores al 5%, lo cual,

en condiciones normales, no debería de pasar. A partir de aproximadamente el 8% de la potencia nominal de CC el factor de potencia es prácticamente uno, lo que asegura un buen funcionamiento del equipo electrónico y una buena calidad en la onda que se va a inyectar a la red.

En este caso la función no está tan bien definida como en el caso anterior, produciéndose una pequeña dispersión de los valores en la recta que llega aproximadamente al 5% de la potencia nominal de CC.

Sin embargo, la respuesta del Fronius IG 400, en cuanto a dar un factor de potencia óptimo, es más rápida que la del Fronius Agilo, que necesita que el generador fotovoltaico produzca más energía y, por lo tanto, que haya más radiación solar, para que pueda dar un factor de potencia que asegure el buen funcionamiento del equipo electrónico y una buena calidad en el suministro de energía.

5.3. CONCLUSIONES

Una vez estudiados los parámetros de los que disponíamos, intentaremos dejar claro en este apartado qué conclusiones sacamos en cada uno de ellos y en general para cada inversor.

5.3.1. POTENCIA DE SALIDA

Puesto que en el día en que se hicieron las medidas el cielo estaba nublado y sólo en algunos momentos del día se dejó ver el sol un poco, los inversores no están dando niveles parecidos a su potencia nominal, produciéndose picos de subida de potencia durante algunos minutos, producidos por salidas ocasionales del sol.

En este tipo de condiciones climatológicas el Fronius Agilo está generando aproximadamente una media de unos 20 kW, lo cual es 5 veces menos de lo que debería producir en condiciones normales de funcionamiento (día soleado), ya que su potencia nominal es de 100 kW. En cambio, el Fronius IG 400 en ese mismo día, está produciendo aproximadamente una media de 8 kW de potencia, lo cual supone una producción de potencia 4 veces menor que la que debería producir en condiciones normales de funcionamiento, puesto que su potencia nominal es de 32 kW.

Además, si tenemos en cuenta que el sistema de conversión de la planta formada por inversores Fronius IG 400 está formada por 3 inversores, tenemos que la energía producida por la planta en este caso sería de :

$$8 \text{ kW} \cdot 3 = 24 \text{ kW}$$

Por lo tanto, puesto que 24 kW es mayor que 20 kW, sería conveniente, para una planta fotovoltaica de conexión a red de 100 kW de potencia nominal, contar con un sistema de conversión de energía formado por 3 inversores Fronius IG 400 en lugar de 1 solo inversor Fronius Agilo para estas condiciones climatológicas de funcionamiento, o sea, cielos nublados o con poca radiación solar.

En cuanto al comportamiento en días soleados, la potencia generada por ambos es la esperada, por lo que hemos obviado este caso.

Además, la generación de energía abarca un tiempo más amplio en el caso del Fronius IG 400, en el que dicha generación empieza aproximadamente a las 08:22, mientras que en el Fronius Agilo la generación de energía comienza sobre las 08:38 aproximadamente. En cuanto al anochecer, el Fronius IG 400 no deja de generar energía hasta las 18:05, mientras que el Fronius Agilo deja de generar sobre las 17:55. Esto es debido a la tecnología multietapa del Fronius IG 400, que lo hace más sensible a la radiación solar (no directamente) y, por lo tanto, puede generar energía en condiciones de irradiancia muy baja.

5.3.2. RENDIMIENTO

El rendimiento es uno de los parámetros que más nos van a decir sobre un inversor.

Puesto que las medidas de rendimiento son hechas el día 20 de noviembre, en el que en algunos momentos del día había una radiación solar bastante grande, hemos contado con un amplio rango de valores de potencia nominal de CC (de 0% hasta 100%), con la que hemos contrastado el rendimiento.

Ambos inversores cuentan con una curva de rendimiento bastante parecida, pero el Fronius Agilo tiene más rendimiento máximo que el Fronius IG 400, un 97,2% frente al 94,3% del Fronius IG 400.

El Fronius Agilo alcanza casi su rendimiento máximo cuando la potencia nominal de CC está en el 20%, mientras que el Fronius IG 400 lo alcanza entre el 30% y el 40% de su potencia nominal de CC.

Por lo tanto el Fronius Agilo, que cuenta con aislamiento galvánico de 50 Hz, va a tener más capacidad de transformar la energía que el Fronius IG 400, que cuenta con uno de alta frecuencia.

Además, el cálculo del rendimiento europeo hallado y explicado en el apartado correspondiente, muestra que la comparación del rendimiento de ambos inversores es favorable al Fronius Agilo, ya que el factor del rendimiento europeo para este es del 94,49%, mientras que para el Fronius IG 400 es del 91,84%.

5.3.3. Tensión del punto de máxima potencia (MPPV)

Este parámetro quizá sea el más fácil de analizar, pero en el que menos conclusiones importantes se pueden sacar.

Ambos inversores cuentan con el Fronius Module Manager, software responsable del seguimiento del punto de máxima potencia.

El estudio realizado nos muestra que los valores de la MPPV en ambos inversores son coincidentes con los datos que proporciona el fabricante en las hojas de características de los mismos, manteniéndose entre los valores dados de 460 a 820 V para el caso del Fronius Agilo, y de 210 a 420 V para el Fronius IG 400. Manteniéndose fuera del rango sólo en momento del día de visibilidad muy baja, como es el comienzo del amanecer y las últimas horas del anochecer.

También hay que destacar que la estabilización de la MPPV se produce en las horas en que la radiación solar es más clara, que en este caso se encuentra entre las 11:00 y las 17:00 horas para ambos inversores. Además, también se produce la estabilización de la MPPV cuando la potencia nominal de CC alcanza el 15% de su valor nominal.

Por lo tanto, podemos decir que el sistema de seguimiento del punto de máxima potencia está funcionando en los dos inversores de la misma forma. Esto es lógico puesto que ambos inversores cuentan con el mismo sistema de seguimiento del punto de máxima potencia, el Fronius Module Manager.

5.3.4. POTENCIA REACTIVA

Los resultados en el estudio de las mediciones para la potencia reactiva nos dicen que ésta se encuentra en continua variación y no sigue un camino estable a lo largo del día.

Esto viene a confirmarnos que la adaptación del inversor a las necesidades de la red es la idónea, ya que produce energía reactiva cuando ésta lo requiere.

El aporte de potencia reactiva a la red eléctrica es muy similar en ambos inversores. En los dos se producen picos en la función de la potencia reactiva en los mismos instantes, y permanecen sin muchas alteraciones también en los mismos instantes.

En el caso del Fronius Agilo la variación en la función de la potencia reactiva a lo largo del día es más notable que en el Fronius IG 400, produciéndose picos pequeños con más frecuencia y teniendo una anchura mayor en los puntos que forman la función. Esto viene a decirnos que la capacidad de adaptación de la señal a la red eléctrica por parte del Fronius Agilo es mayor que la del Fronius IG 400, y que por lo tanto, tiene una capacidad mayor para adaptar su señal a las necesidades de la red.

Esto se ha podido observar también en la evolución de la potencia reactiva en función de la potencia nominal de CC. Los resultados revelan que no hay una relación lineal bien definida entre ambas, pero si un aumento de la producción de potencia reactiva con niveles más altos de la potencia nominal de CC. En este aspecto, el Fronius IG 400 marca una relación más lineal y menos variante con respecto a dicha potencia.

Por lo tanto ambos inversores cumplen con este propósito, y son capaces de adaptar sus niveles de potencia reactiva a las demandas de la red eléctrica.

5.3.5. FACTOR DE POTENCIA ($\cos \varphi$)

Este parámetro ha tenido que ser calculado a partir de la potencia activa y la reactiva correspondientes al día 21 de noviembre ya que no existían medidas de dicho parámetro, pero a la vista de los resultados el análisis es bastante fiable.

El estudio nos muestra que el factor de potencia se comporta de manera muy similar para ambos inversores a lo largo del día.

El factor de potencia se comporta de manera algo inestable y muy cambiante para horas en las que la radiación solar es muy reducida, como son las primeras horas del día (hasta las 10:20 aproximadamente) y las últimas (a partir de las 17:00 aproximadamente), estando por debajo del 0,9, lo cual puede ser peligroso para el equipo electrónico. Pero durante las horas del día donde la radiación solar ya es aceptable, el factor de potencia toma valores cercanos a la unidad, como debe de ser para que la inyección de energía a la red sea óptima.

El estudio revela que los valores óptimos del factor de potencia, o sea, niveles por encima del 0,9, se alcanzan con unos niveles de potencia nominal de CC muy bajos, en concreto, de aproximadamente el 7% para el caso del Fronius Agilo, y de aproximadamente el 5% para el caso del Fronius IG 400.

Por lo tanto esto nos confirma que el Fronius IG 400 tiene una mayor capacidad para producir energía óptima para la red eléctrica con valores más bajos de irradiancia o con niveles más bajos de potencia de entrada.

Por consiguiente, la tecnología multietapa del Fronius IG 400, permite una mayor calidad de producción de energía en circunstancias climatológicas desfavorables (cielos nublados) que en el caso del Fronius Agilo.

6. CONCLUSIONES

En este proyecto se ha tratado de analizar, mediante una comparación gráfica y analítica, el comportamiento de dos diferentes tecnologías de inversores implantados en sistemas fotovoltaicos de conexión a red de 100 kW de potencia nominal, cuyo objetivo ha sido entender mejor el comportamiento del inversor en dichos sistemas, estudiando los parámetros característicos de estos inversores.

Sin embargo, durante la realización del proyecto, se han desarrollado otros temas necesarios para la comprensión del capítulo 5, perteneciente al análisis comparativo.

Por lo tanto, a continuación se pasará a explicar la idea principal de cada uno de los temas que constituyen el proyecto en general.

6.1. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

- ❖ El módulo fotovoltaico es la parte principal de la energía solar fotovoltaica, transformando la luz incidente del sol en su superficie en energía eléctrica, debido a las propiedades de materiales semiconductores, en especial, el Silicio.
- ❖ La energía solar fotovoltaica ha llegado a ser una de las energías renovables con más futuro y proyección debido a que su tecnología está en continua evolución, y se espera que la producción de energía a partir de la luz del sol vaya siendo más rentable y productiva con el tiempo, alcanzando rendimientos de transformación de la energía cada vez más importantes.
- ❖ Actualmente la situación de la energía solar en el ámbito nacional no es la mejor de estos últimos años, pero aun así, es viable, y ya se prevén considerables instalaciones de sistemas fotovoltaicos por valor de 38 GW aproximadamente.

6.2. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DE CONEXIÓN A RED

- ❖ La potencia nominal de la planta no va a depender exclusivamente del número de módulos instalados en ella, sino más bien, de cómo estos módulos están conectados entre sí, y de la configuración de las cadenas y subconjuntos fotovoltaicos. Hay que tener muy en cuenta esto, ya que se va a tener que

diseñar una configuración determinada dependiendo de las exigencias de los inversores. Es muy importante realizar un buen diseño del sistema fotovoltaico para que los inversores puedan trabajar con un alto rendimiento y, por lo tanto, que la generación de energía eléctrica sea óptima.

- ❖ La potencia generada por la planta va a depender, en planos generales, de la radiación solar que incide en los módulos y de la temperatura a la que estos estén trabajando. Siendo favorable un alto grado de radiación solar, pero desfavorable una temperatura muy elevada

6.3. INVERSOR FOTOVOLTAICO

- ❖ El inversor fotovoltaico es uno de los elementos principales en un sistema fotovoltaico de conexión a red, ya que permite transformar la energía producida por los módulos fotovoltaicos en energía óptima para poder ser inyectada en la red eléctrica. Los requisitos que deben cumplir para dicho propósito son entregar una energía con una determinada distorsión armónica, un determinado factor de potencia y una determinada frecuencia.
- ❖ Existen diferentes tipologías según su aplicación, su forma de onda y la configuración del sistema fotovoltaico. Además, hay varias tecnologías, dependiendo del tipo de aislamiento (también sin aislamiento) y del número de etapas de potencia que constituyen el inversor.

6.4. ANÁLISIS COMPARATIVO

Las conclusiones en este campo se pueden encontrar en el capítulo correspondiente al análisis comparativo, donde se dan unas conclusiones más específicas y detalladas de lo que ha sido el análisis.

Después del estudio de los parámetros de cada uno de los inversores, podemos concluir que dependiendo de las condiciones climatológicas del lugar donde se quiera implantar el sistema fotovoltaico, sería conveniente utilizar un tipo de tecnología de conversión de energía u otra. Siendo la más adecuada, para lugares donde la radiación solar no suele ser muy alta (cielos nublados), la tecnología multietapa, ya que se adapta mejor a las condiciones de radiación solar baja. Y para lugares donde la radiación solar suele ser alta (cielos despejados), la tecnología con una sola etapa de potencia, más barata y sencilla, suele tener ventaja.

7. NORMATIVA

A continuación se mostrará la normativa aplicada al proyecto y las normas y leyes a las que se hace referencia y que se han tenido en cuenta en la ejecución del mismo:

- IEC 60050-151 Ed. 2.0. Vocabulario electrónico internacional– Parte 151: Dispositivos magnéticos y electrónicos.
- IEC 60050-195 Ed. 1.0. Vocabulario electrónico internacional– Parte 195: Puesta a tierra y protección contra descargas eléctricas.
- IEC 60050-826: 1982. Vocabulario electrotécnico internacional – Capítulo 8: Instalación eléctrica de edificios.
- IEC 60364. Instalaciones eléctricas de baja tensión.
- IEC 61140. Protecciones contra descargas eléctricas – Aspectos comunes para la instalación y equipo.
- IEC 61215. Dispositivos fotovoltaicos de silicio cristalino – Diseño de calificación y homologación.
- IEC 61646. Dispositivos fotovoltaicos de película delgada – Calificación del diseño y el tipo de aprobación.
- IEC 62548 Ed. 1: Requisitos de diseño para matrices fotovoltaicas.
- Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista.
- Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.

- Real Decreto 1565/2010, de 23 de noviembre, por el que se aplica retroactividad suprimiendo el derecho a la percepción de prima equivalente para las instalaciones fotovoltaicas a los 25 años de vida útil.
- Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.
- Real Decreto 1699/2011, del 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia (inferiores a 10 KW).
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.
- Real Decreto 7/2006, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético.
- Real Decreto 809/2006, de 30 de junio, por el que se revisa la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2006.
- UNE-EN 61727. Características que deben cumplir los inversores de conexión a red.

8. BIBLIOGRAFÍA

8.1. LIBROS Y PUBLICACIONES

- Centro de Investigaciones Energéticas Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT). *“Fundamentos, Dimensionado y Aplicaciones de la Energía Solar Fotovoltaica”* Vol. 1 y 2. Ed. CIEMAT, Madrid, 2005.
- Fernández Salgado, Jose M. *“Guía Completa de la energía Solar Térmica y Termoeléctrica (Adaptada al Código Técnico de la Edificación y al Nuevo RITE)”* AMV EDICIONES. Madrid, 2008.
- Perspectivas de la energía solar fotovoltaica. Barcelona, 20 junio 2007.
- Fernández Salgado, Jose M. *“Tecnología de las Energías Renovables”* AMV EDICIONES. Madrid 2009.
- Estevan, Antonio (2008). *“Biocombustibles: la agricultura al servicio del automóvil”*. El ecologista (56). ISSN 1575-2712.
- Manuale dell’Ingegnere. Edición 81. Editado por Ulrico Hoepli, Milano, 1987. ISBN 88-203-1430-4.
- Alta temperatura. Instituto Geológico y Minero de España.
- International Energy Agency, Implementing Agreement on Ocean Energy Systems (IEA-OES), Annual Report 2007.
- Perspectivas de la energía solar fotovoltaica. Barcelona, 20 Junio del 2007.
- Instituto Politécnico Nacional. Centros de Estudios Científicos y Tecnológicos No. 3. Estanislao Ramírez Ruiz. *“Sistemas de puesta a tierra para edificios inteligentes”*.

8.2. PÁGINAS WEB

<http://www.boe.es>

<http://www.greenpeace.org>

<http://www.wwindea.org>

<http://www.cleanergysolar.com>

<http://www.wikipedia.org/>

<http://asif.org/>

<http://www.epia.org/>

<http://www.vidasostenible.org>

<http://energiasolarfotovoltaica.blogspot.com.es>

<http://www.cecua.es>

<http://www.inverter-china.com>

<http://www.consoliderhope.uji.es>

<http://renewableengineering.blogspot.com.es>

<http://www.energiasolar365.com>

9. ANEXOS

A continuación se mostrarán los datos y valores necesarios incluidos en las hojas de características para los dos inversores utilizados en el proyecto, el Fronius Agilo y el Fronius IG 400:

FRONIUS AGILO

/ El inversor central con un revolucionario sistema de transporte e instalación



/ Module Manager



/ Concepto de cambio de circuitos impresos



/ Concepto de ventilación

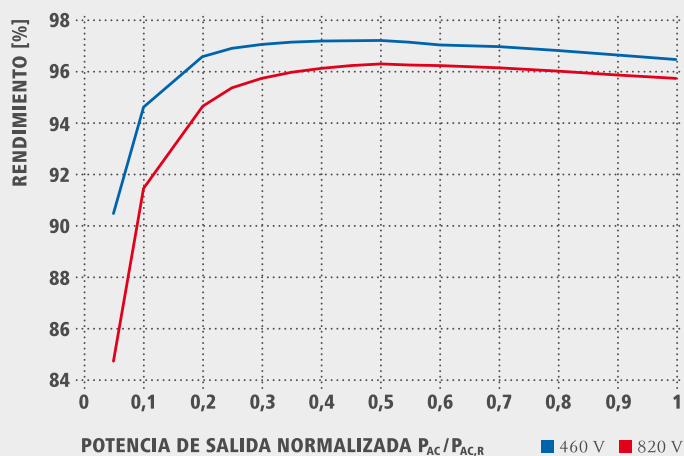


El Fronius Agilo establece nuevos estándares, siendo el primer inversor central dentro de su rango de potencia que puede ser instalado, puesto en servicio y mantenido íntegramente por un solo instalador. Las ruedas especiales de alta resistencia, su compacto diseño y la capacidad de sustitución de componentes en las instalaciones del cliente, hacen del Fronius Agilo un inversor único. Con una potencia de salida máxima de 75 kVA y 100 kVA, el Fronius Agilo es especialmente adecuado para sistemas industriales o comerciales.

DATOS TÉCNICOS FRONIUS AGILO

DATOS DE ENTRADA	FRONIUS AGILO 75.0-3	FRONIUS AGILO 100.0-3
Potencia máxima CC con $\cos \varphi = 1$	78.3 kW	104.4 kW
Máxima corriente de entrada ($I_{dc \text{ máx.}}$)	170.2 A	226.9 A
Mínima tensión de entrada ($U_{dc \text{ mín.}}$)	460 V	
Tensión CC mínima de puesta en servicio ($U_{dc \text{ arranque}}$)	500 V	
Tensión de entrada nominal ($U_{dc \text{ r}}$)	460 V	
Máxima tensión de entrada ($U_{dc \text{ máx.}}$)	950 V	
Rango de tensión MPP ($U_{mpp \text{ mín.}} - U_{mpp \text{ máx.}}$)	460 V - 820 V	
Número de entradas CC	2	
DATOS DE SALIDA	FRONIUS AGILO 75.0-3	FRONIUS AGILO 100.0-3
Potencia nominal CA ($P_{ac \text{ r}}$)	75 kW	100 kW
Máxima potencia de salida	75 kVA	100 kVA
Máxima corriente de salida ($I_{ac \text{ máx.}}$)	114 A	152.9 A
Acoplamiento a la red ($U_{ac \text{ r}}$)	3-NPE 400 V / 230 V	
Mínima tensión de salida ($U_{ac \text{ mín.}}$)	180 V	
Máxima tensión de salida ($U_{ac \text{ máx.}}$)	270 V	
Frecuencia (f_r)	50 Hz	
Rango de frecuencia ($f_{\text{mín.}} - f_{\text{máx.}}$)	46 Hz - 55 Hz	
Coefficiente de distorsión no lineal	< 3 %	
Factor de potencia ($\cos \varphi_{ac \text{ r}}$)	0.8 - 1 ind. / cap.	
DATOS GENERALES	FRONIUS AGILO 75.0-3	FRONIUS AGILO 100.0-3
Dimensiones (altura x anchura x profundidad)	1,800 x 1,100 x 700 mm	
Peso	750 Kg	830 Kg
Tipo de protección	IP 30 (IP 54)	
Clase de protección	1	
Categoría de sobretensión (CC / CA)	DC 2 / DC 3	
Consumo nocturno	< 50 W	
Concepto de inversor	Transformador 50 Hz	
Refrigeración	Refrigeración de aire regulada	
Instalación	Instalación interior	
Margen de temperatura ambiente	-20° C - +50° C	
Humedad permitida	0 % - 95 %	
Tecnología de conexión CC	Conexión directa (borna en V) (70 - 240 mm ²)	
Tecnología de conexión CA	Conexión directa (borna en V) (35 - 95 mm ²)	
Certificados y cumplimiento de normas	IEC 62109-1	

CURVA DE RENDIMIENTO FRONIUS AGILO 100.0-3



DATOS TÉCNICOS FRONIUS AGILO

DATOS DE ENTRADA	FRONIUS AGILO 75.0-3	FRONIUS AGILO 100.0-3
Máximo rendimiento	97.1 %	97.2 %
Rendimiento europeo (η_{EU})	96.4 %	96.6 %
η con 5% ($P_{AC,r1}$)	89.8 % / 83.4 %	90.5 % / 84.8 %
η con 10% ($P_{AC,r1}$)	93.4 % / 89.0 %	94.6 % / 91.5 %
η con 20% ($P_{AC,r1}$)	96.0 % / 93.4 %	96.6 % / 94.7 %
η con 25% ($P_{AC,r1}$)	96.5 % / 94.9 %	96.9 % / 95.4 %
η con 30% ($P_{AC,r1}$)	96.9 % / 95.2 %	97.0 % / 95.7 %
η con 50% ($P_{AC,r1}$)	97.1 % / 95.9 %	97.2 % / 96.3 %
η con 75% ($P_{AC,r1}$)	96.9 % / 95.9 %	96.9 % / 96.1 %
η con 100% ($P_{AC,r1}$)	96.6 % / 95.8 %	96.5 % / 95.7 %
Rendimiento de adaptación MPP	> 99.9 %	
EQUIPAMIENTO DE SEGURIDAD	FRONIUS AGILO 75.0-3	FRONIUS AGILO 100.0-3
Medición del aislamiento CC	Advertencia/desconexión ajustable (según la configuración de país) con RISO < 500 kOhmms	
Comportamiento de sobrecarga	Desplazamiento del punto de trabajo, limitación de potencia	
Seccionador CC	Integrado	
INTERFACES	FRONIUS AGILO 75.0-3	FRONIUS AGILO 100.0-3
2 zócalos RJ45 (RS422)	Interfaz Fronius Solar Net, protocolo de interfaz	

¹⁾ Y con $U_{mpp \text{ min.}}$ / $U_{mpp \text{ máx.}}$

/ Sistemas de Carga de Baterías / Tecnología de Soldadura / Electrónica Solar

SOMOS TRES DIVISIONES CON UNA MISMA PASIÓN: SUPERAR LÍMITES

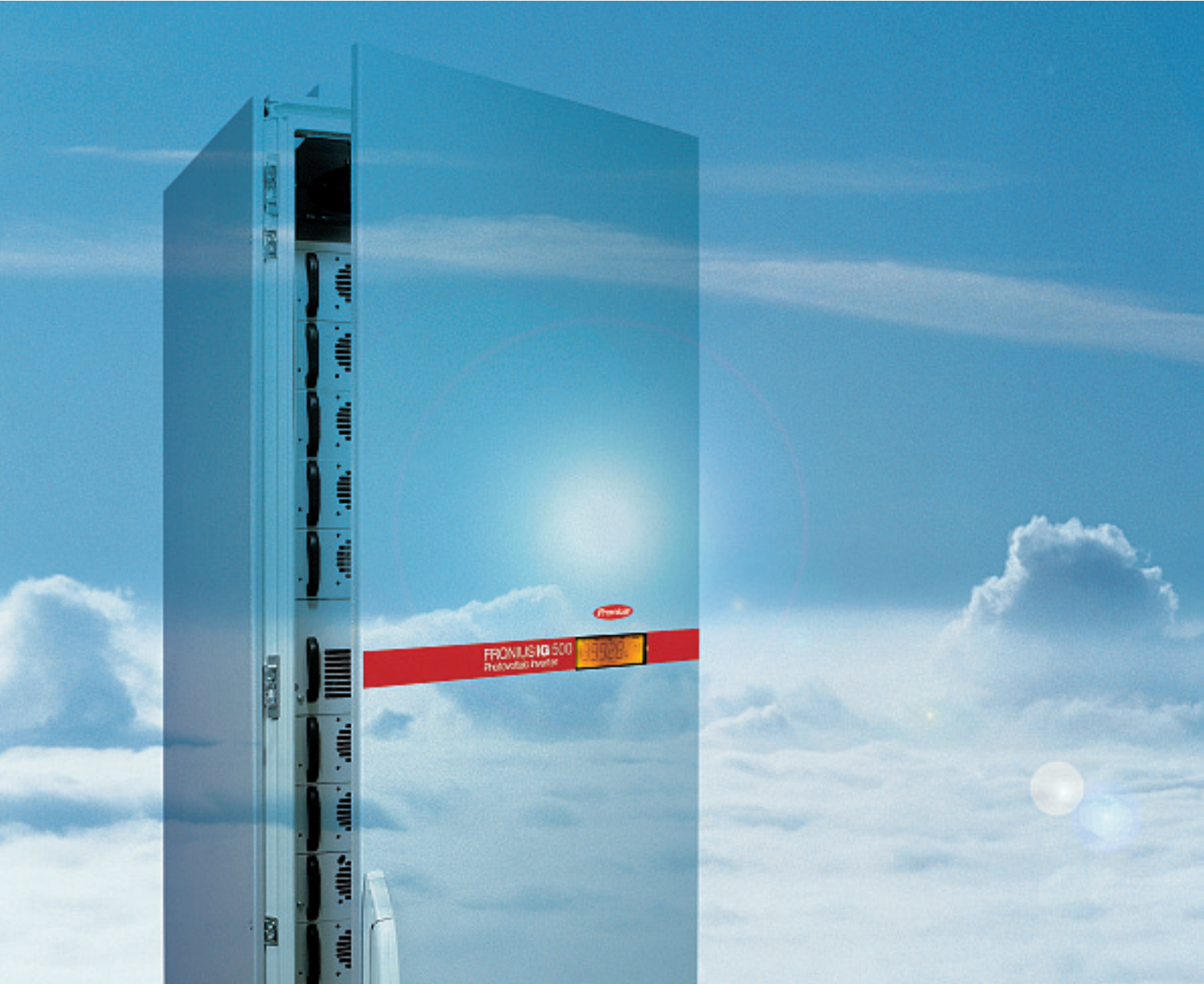
/ Sea en los sistemas de carga de baterías, en la tecnología de soldadura o en la electrónica solar: nuestra exigencia está claramente definida: ser líderes en tecnología y calidad. Con nuestros más de 3.000 empleados en todo el mundo superamos los límites de lo posible: nuestras 737 patentes activas son la mejor prueba. Otros se desarrollan paso a paso. Nosotros siempre damos saltos de gigante. Para obtener información más detallada sobre todos los productos de Fronius y nuestros distribuidores y representantes en todo el mundo visite www.fronius.com.



v02 2011 ES

Fronius España S.L.U.
Parque Industrial La Laguna
Calle Arroyo del Soto 17
28914 Leganés (Madrid)
España
E-Mail: pv-sales-spain@fronius.com
www.fronius.es

Fronius International GmbH
Froniusplatz 1
4600 Wels
Austria
E-Mail: pv@fronius.com
www.fronius.es



Fronius **IG**

Convertidor central fotovoltaico



POWERING YOUR FUTURE



EXCELENTE

LA CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA PROPIA

La energía solar fotovoltaica está tomando cada vez más importancia. La naturaleza lo agradece y los balances energéticos también. Para seguir la tendencia de instalaciones cada vez más potentes, hemos desarrollado la nueva serie de convertidores centrales de Fronius: Los modelos Fronius IG 300, 400 y 500 están hechos para instalaciones a partir de una potencia nominal en c.a. de 24 kW.

El máximo rendimiento y una fiabilidad absoluta son obligatorios en todos los equipos Fronius y, por tanto, también en la nueva serie de convertidores centrales. El montaje modular y la tecnología probada durante décadas con innovaciones prometedoras hacen de los nuevos convertidores los más eficientes del mercado.



DE PRIMERA CALIDAD:

Los mejores en su clase.

Los nuevos convertidores centrales le facilitan su trabajo: hemos creado elementos de alta potencia con alta calidad para producir electricidad a gran escala.

Como todos los demás, este desarrollo de Fronius también se rige por cuatro parámetros básicos:

- Óptima facilidad de uso
- Máxima potencia posible
- Fiabilidad sin condiciones
- Control profesional de las instalaciones

La nueva serie destaca en todos estos campos y además convence también por otros factores. El concepto de convertidor inteligente y las características integradas hacen que la serie sea más sencilla, que ocupe menos espacio, que sea más fácil de instalar y que sea óptima para dar mantenimiento. Todo esto con una excelente relación precio-rendimiento.

NOVEDOSO:

15 etapas de potencia con el concepto MIX™.

Los convertidores centrales Fronius IG trabajan con un sistema de montaje totalmente novedoso. No es una única etapa de potencia la que transforma la corriente, sino que 9, 12 o 15 etapas se reparten el trabajo en función de la clase de potencia del convertidor. El motivo: En las zonas de carga parcial aumenta el rendimiento energético cuando las pequeñas etapas están muy sobrecargadas. Cada uno de los convertidores centrales Fronius IG trabaja con varias etapas pequeñas, que en función de la radiación, se conectan o desconectan de forma totalmente automática para poder proporcionar siempre la máxima energía. El concepto Fronius MIX™ es interesante, en especial, para zonas como Europa Central, donde las áreas de carga parcial, causadas por ejemplo por cielo nublado o niebla, son bien conocidas. Este concepto ya se aplicó con éxito en los Fronius IG 40 y 60. En este caso, las etapas de potencia trabajan recíprocamente como maestras o esclavas. Esto disminuye las horas de funcionamiento de cada una de las etapas y la vida útil del sistema aumenta.



DE PRIMERA
CLASE



GRAN POTENCIA.
ESCASO PESO.

¿Aún es de la opinión que los convertidores centrales tienen que ser grandes y muy pesados para poder desplegar toda su potencia? Si es así, debería observar con detalle el nuevo convertidor central Fronius IG.

Muy bueno en cuanto a potencia y además sorprendentemente compacto en sus dimensiones y con un escaso peso. Esto facilita tanto su transporte como su instalación.

POLIFACÉTICO:

Multiuso con habilidades especiales.



Regulación de la temperatura. El innovador sistema de ventilación impide el calentamiento interior y la acumulación de polvo.

Module Manager. El inteligente Module Manager de Fronius encuentra rápidamente el Punto de Máxima Potencia (MPP). El rendimiento: siempre será el óptimo. Esto, incluso con los exigentes módulos de capa fina.

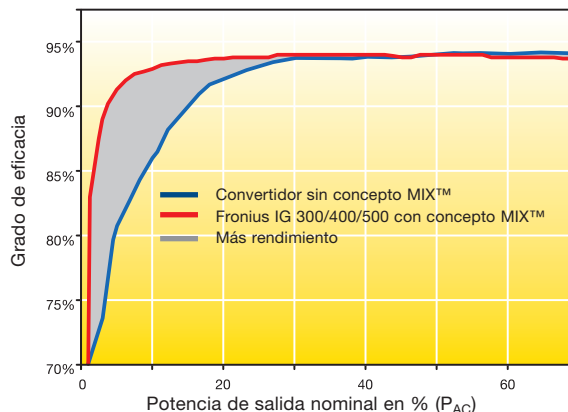
Seguro. La separación galvánica garantiza la máxima protección. Gracias a la tecnología de alta frecuencia, el transformador compacto está en condiciones de generar mucha potencia de forma segura.

Visualización. La pantalla es la interfaz de comunicación inteligente entre la instalación y el operador. El funcionamiento es, como lo es en las clases de convertidores más pequeñas, fácil y autoexplicativo.

Interfaz. La tarjeta Com Card está integrada y se dispone del espacio suficiente para colocar el Data-logger (registrador de datos) y el módem. Estas son las condiciones imprescindibles y óptimas para encuadrar un sistema de control profesional de la instalación.



Cambiales. Las unidades individuales – hasta 15 etapas – se sacan fácilmente por medio de módulos enchufables. Además permiten el uso óptimo de la plena capacidad del convertidor y, por tanto, el máximo rendimiento.



Aumento del rendimiento. El concepto MIX™ convierte la carga parcial en carga total. El coeficiente de rendimiento aumenta y, así, aumenta claramente el rendimiento de la zona de carga parcial.

ADAPTABLE:

Instalación sencilla sin necesidad de realizar un gran esfuerzo

Las etapas de potencia del convertidor central Fronius IG se extraen tan fácilmente como un rack (o cajón). Basta un destornillador como herramienta. Si se sacan las unidades de potencia enchufables, disminuye el peso considerablemente. La tecnología del transformador de alta frecuencia lo hace posible. Cualquier aparato, por tanto, es fácil de instalar: ¡Sencillamente, saque las unidades enchufables, coloque el convertidor central Fronius IG y coloque de nuevo las unidades enchufables!

Con una superficie de apoyo de aprox. 60 x 60 cm y una altura de montaje de aprox. 2,30 m, los convertidores centrales se pueden colocar en prácticamente todos los sitios.

FÁCIL DE USAR:

Sistema redundante para la obtención continua de corriente.

Generalmente, no hay necesidad de preocuparse de la fiabilidad de nuestros convertidores. En caso de fallo, la reparación es muy sencilla gracias al sistema de módulos enchufables de los convertidores centrales Fronius IG. Si una etapa de potencia falla, no se para toda la instalación fv – como suele ser el caso en otros convertidores centrales – sino que las unidades enchufables que siguen funcionando se ocupan del trabajo de la que ha fallado. Otra ventaja importante del concepto MIX™.

El fallo parcial del convertidor dura sólo hasta que se han cambiado las unidades enchufables: Se sacan las unidades defectuosas, se colocan las nuevas y listo. Así, se garantiza que la instalación siga produciendo corriente y que las caídas en el rendimiento – si es que se producen – queden limitadas al mínimo. El rendimiento, por tanto, siempre es el máximo.

CONVINCENTE



FRONIUS DATCOM:

Control profesional de la instalación.

Para los convertidores de esta magnitud es imprescindible un control profesional para poder comprobar el funcionamiento óptimo de todos los componentes de la instalación. El sistema Fronius DATCOM permite la recopilación sencilla de datos, la visualización y el análisis de toda la instalación. Todos los componentes individuales están perfectamente adaptados entre sí. El componente clave es el Datalogger (registrador de datos), que recopila todos los datos de la instalación. Éste se suministra, al igual que la mayoría de los módulos de ampliación, como tarjeta o como caja. Gracias al principio Plug & Play, su instalación es cuestión de pocos minutos. La tarjeta Com Card es la interfaz entre el convertidor y el Datalogger y viene integrada ya en todos los convertidores centrales Fronius IG.

FRONIUS SOLAR.ACCESS:

El cerebro de la instalación.

El software de análisis y visualización le facilita la representación gráfica de los datos recopilados. Así, se consiguen visualizaciones y comprobaciones sencillas y profesionales.

Visualice la información deseada resumida, compruebe los datos de la instalación fv y dado el caso, optimícelos. Todo esto se realiza fácilmente desde su PC.

Fronius Solar.access compara todos los días el rendimiento de las series y/o de los convertidores.

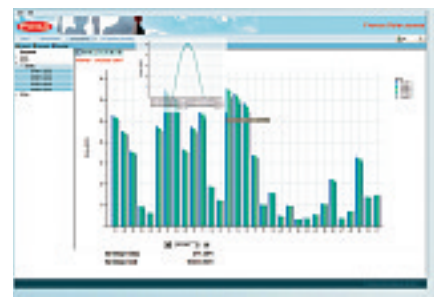
¡La instalación del Fronius String Control es condición imprescindible para el control de las series por medio de Fronius DATCOM y Fronius Solar.access! ¡En el caso de que haya diferencias de rendimiento, será informado inmediatamente por el sistema!



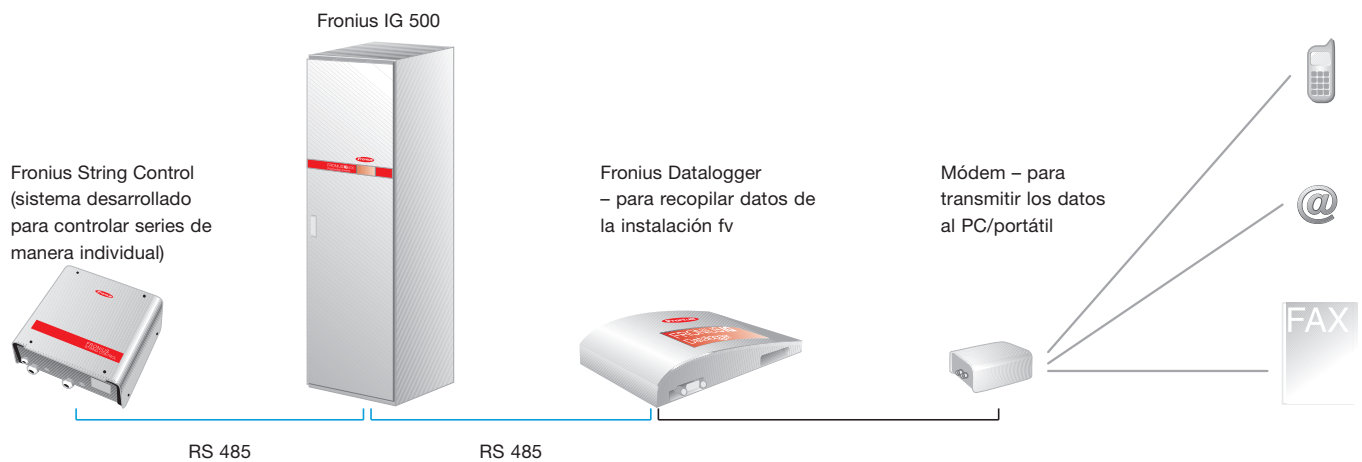
El manejo sencillo forma parte del programa. Las interfaces de usuario estudiadas facilitan el manejo del software del Fronius DATCOM. Además, todas las aplicaciones de software de Fronius han sido diseñadas según una estructura uniforme. De este modo es fácil orientarse de forma rápida y segura en todos los programas.



Claridad. Fronius Solar.access muestra de forma informativa los datos de potencia de la instalación PV en unas variantes de diagramas y gráficos sinópticos.



Información. El propio sitio Web del Fronius Datalogger Web proporciona una vista general rápida sobre los datos más importantes de la instalación.



SIEMPRE BIEN INFORMADO:

Función de mensajes por correo electrónico, mensaje SMS y fax.

El sistema DATCOM de Fronius permite la recepción de los mensajes de advertencia también en forma de advertencias de pantalla, por fax, mensaje SMS y correo electrónico.

En este sentido, la condición previa es la instalación de un Datalogger de Fronius (easy, pro, web), así como de un módem (analógico o con conexión DSL).

FRONIUS STRING CONTROL:

La solución a medida para la vigilancia de ramal.

El Fronius String Control compara continuamente las corrientes de ramal de las cadenas conectadas entre sí. De este modo, es posible detectar y localizar rápidamente los fallos en el sistema total (mordeduras de marta en caso de cables, avería de módulo, etc.). De este modo, se evitan las pérdidas latentes de ganancias. El Fronius String Control permite agrupar y proteger mediante fusible un total de hasta 25 ramales de módulo.

EL CONVERTIDOR CENTRAL FRONIUS IG

Todos los Fronius IG cumplen con todos los reglamentos y normas necesarias. Encontrará información más detallada y los certificados en www.fronius.com, en "Downloads". Todos los Fronius IG cuentan naturalmente con el distintivo **CE**.

DATOS DE ENTRADA	Fronius IG 300	Fronius IG 400	Fronius IG 500
Gama de tensión MPP	210 - 420 V	210 - 420 V	210 - 420 V
Tensión máx. de entrada (a 1000 W/m²; -10°C)	530 V	530 V	530 V
Potencia del generador fotovoltaico	24 kWp - 31 kWp	32 kWp - 42 kWp	40 kWp - 52 kWp
Corriente máx. de entrada	123 A	164 A	205 A

DATOS DE SALIDA	Fronius IG 300	Fronius IG 400	Fronius IG 500
Potencia nominal	24 kW	32 kW	40 kW
Potencia máx. de salida	24 kW	32 kW	40 kW
Rendimiento máx.	94,3 %	94,3 %	94,3 %
Rendimiento Euro	93,3 %	93,4 %	93,5 %
Tensión de red / frecuencia	3NPE-400 V / 50 Hz		
Coeficiente de distorsión no lineal	< 5 %		
Coeficiente de potencia	1		
Consumo propio de noche	9 W		

DATOS GENERALES	Fronius IG 300	Fronius IG 400	Fronius IG 500
Dimensiones (l x a x h) IP 20, pedestal incluido (200 mm) hasta el borde superior del tubo aire de salida	600 x 600 x 2557 mm		
Dimensiones (l x a x h) IP 43, pedestal incluido (200 mm)	1112,5 x 600 x 2444,5 mm		
Peso	225 kg	245 kg	265 kg
Ventilación	ventilación forzada regulada		
Variantes de la carcasa (opcional)	IP 20 (IP 43)		
Gama de temperatura ambiente	de -20°C a 50°C		
Humedad ambiental permitida	de 0 a 95 %		

DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN	Fronius IG 300	Fronius IG 400	Fronius IG 500
Medición de aislamiento DC	Aviso con R _{ISO} < 500k Ohm		
Comportamiento con sobrecarga DC	desplazamiento de punto de funcionamiento dinámico		

FRONIUS STRING CONTROL			
Núm. máximo de series	25		
Corriente de entrada máx.	125 A		
Corriente de entrada máx. por serie	20 A		
Conexiones (DC entrada)	MC, Tyco		
Conexiones (DC salida)	M12 terminal		
Conexiones DATCOM	2x RJ 45		
Condiciones ambientales	de -20°C a 40°C		
Tipo de protección	IP 45		
Tensión máx.	530 V		
Alimentación	12 V dc		
Dimensiones (l x a x h)	416 x 415 x 179 mm		
Peso	6 kg		



FRONIUS INTERNATIONAL GMBH
Buxbaumstraße 2, 4600 Wels, Austria
E-Mail: PV@fronius.com

www.fronius.com